

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES
FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

por

Danielle Goulart Peraza

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, dezembro 2013

ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES
FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

por

Danielle Goulart Peraza

Engenheira Mecânica e Especialista em Engenharia de Produção

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan - UNISINOS

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry – PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin – Pos-Doutorando DEMAT/UFRGS

Prof. Dr. Rogério José Marczak
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 10 de Dezembro de 2013

*Dedico este trabalho a minha família, meu marido Vinicius, minha filha
Arielle, pelo apoio e compreensão.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Universidade Federal do Rio Grande do Sul, ao PROMEC e ao Laboratório de Energia Solar pela oportunidade de estudo e pesquisa.

Aos meus pais Gilmar e Diná, por todo o incentivo e apoio durante esta jornada.

Ao meu orientador Arno Krenzinger, pelo apoio e paciência.

Ao meu marido Vinicius e minha filha Arielle por todo o apoio e incentivo.

A pesquisa que gerou os resultados deste trabalho foi realizada com apoio da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT, da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico, CNPQ.

RESUMO

A utilização de energia solar fotovoltaica é amplamente difundida no mundo e possui caráter promissor no Brasil atualmente. Apesar do grande potencial brasileiro, esta fonte de energia ainda apresenta baixos níveis de utilização. A competitividade da geração fotovoltaica de grande porte em usinas solares fotovoltaicas ainda não atingiu patamares admissíveis com taxas de retorno financeiro atrativas ao mercado nacional. Por se tratar de uma fonte de energia renovável, sua utilização no cenário mundial tem apresentado crescimento nos últimos anos. Mesmo em países que apresentam potenciais solares inferiores aos do Brasil, esta fonte de energia tem se mostrado competitiva devido aos incentivos oferecidos. Tendo em vista este prisma, o presente trabalho busca apresentar possibilidades de inserção de usinas solares fotovoltaicas no Estado do Rio Grande do Sul. A usina proposta possui capacidade de geração de 30 MW_p. Este estudo visa apresentar uma proposta de diversificar a geração de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, apresentando uma nova alternativa de geração de energia renovável. Para tal realização, foram estudadas as linhas de transmissão e subestações existentes no estado do Rio Grande do Sul como forma de avaliar a possibilidade de conexão direta da nova usina, tendo como objetivo a redução do custo de instalação. Foi realizado o cálculo da produtividade fotovoltaica para o estado do Rio Grande do Sul e a análise dos custos de instalação desta fonte no Estado, bem como a relação de preço da geração centralizada no estado.

Palavras chave: Energia Solar Fotovoltaica, Usina, Subestação, Linha de Transmissão.

ABSTRACT

The use of photovoltaic solar energy is widespread in the world and has promising character in Brazil today. Despite the large Brazilian potential, this energy source still shows low levels of utilization. The competitiveness of photovoltaic generation in large solar photovoltaic power plants has not yet reached acceptable levels with attractive rates of financial return to the national market. Because it is a renewable source of energy, its use in the world has been increasing in recent years. Even in countries that have lower solar potential than Brazil, this source of energy has been competitive due to the incentives offered. Given this perspective, this paper seeks to show the possibilities for integration of photovoltaic solar plants in the state of Rio Grande do Sul. The proposed plant has a generation capacity of 30 MW_p. This study aims to present a proposal to diversify the electricity generation in the state of Rio Grande do Sul, presenting a new alternative source of renewable energy. For this achievement, the existing transmission lines and substations were studied in the state of Rio Grande do Sul as a way to evaluate the possibility of direct connection of the new plant, with the objective of reducing the cost of installation. The calculation of photovoltaic productivity for the state of Rio Grande do Sul and cost analysis of installing this source was held as well the price ratio of centralized generation.

Keywords: Photovoltaic, Power Plant, Transmission Line, Substation

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa.....	2
1.2	Objetivos	2
1.3	Bases.....	3
2	ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	4
2.1	Contexto Histórico	4
2.2	Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....	7
2.3	Sistema Interligado Nacional	9
3	CONVERSÃO DE ENERGIA	11
3.1	Células Fotovoltaicas	13
3.2	Módulo Fotovoltaico	14
3.3	Arranjo Fotovoltaico	16
3.4	Sistema Solar Fotovoltaico.....	16
4	POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR	22
4.1	Potencial no Brasil	22
4.2	Potencial da Energia Solar no Rio Grande do Sul	23
5	MECANISMOS DE INCENTIVO A ENERGIA SOLAR NO BRASIL	26
5.1	Panorama Geral das Instalações Fotovoltaicas e Seus Desafios	26
5.2	A Geração Fotovoltaica Centralizada no Brasil.....	27
5.3	Requisitos de Acesso de Centrais Geradoras	28
6	ANÁLISE DE VIABILIDADE	32
6.1	Metodologia para Produzir os Mapas de Irradiação Solar em Plano Inclinado	32
6.2	Custos Envolvidos.....	39
6.3	Metodologia Utilizada Para Obtenção da Produtividade Fotovoltaica	41
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	55
8	Anexo A	59
9	Anexo B	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Instituições do Setor Elétrico Nacional.	7
Figura 2.2– Sistema Interligado Nacional.	10
Figura 3.1 - Movimentos da Terra.....	11
Figura 3.2- Célula fotovoltaica de silício monocristalino.	13
Figura 3.3- Curva IxV de uma célula fotovoltaica.	14
Figura 3.4- Curva PxV de uma célula fotovoltaica.	14
Figura 3.5- Módulo fotovoltaico de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento de vidro.	15
Figura 3.6– Representação esquemática - célula, módulo, série e arranjo fotovoltaico.	16
Figura 3.7– Esquema de sistema interligado a rede elétrica de transmissão.	17
Figura 3.8– Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica.	18
Figura 3.9– Evolução da participação dos países em capacidade instalada de geração fotovoltaica.	18
Figura 3.10- Usina de Tauá – CE/Brasil.	20
Figura 4.1 - Radiação solar no plano inclinado média anual.....	22
Figura 4.2- Radiação solar inclinada média sazonal.	22
Figura 4.3 - Mapa de isolinhas de radiação solar [cal/cm ² dia] - Rio Grande do Sul mês de Novembro.	23
Figura 4.4 - Mapa de radiação solar global horizontal média anual diária.	24
Figura 5.1 - Diagrama unifilar simplificado.	27
Figura 6.1 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Janeiro.....	33
Figura 6.2 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Fevereiro.	33
Figura 6.3 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Março.....	34
Figura 6.4- Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Abril.	34
Figura 6.5 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Maio.	35

Figura 6.6 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°.Junho.	35
Figura 6.7 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°.Julho.	36
Figura 6.8 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Agosto.....	36
Figura 6.9 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Setembro.....	37
Figura 6.10 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°.Outubro.....	37
Figura 6.11 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Novembro.....	38
Figura 6.12 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Dezembro.....	38
Figura 6.13 - Custo de Linha de transmissão em 230 kV para instalação de Usina Fotovoltaica de 30 MWp, incluindo Subestação.	40
Figura 6.14 - Curvas das eficiências dos condutores FFIO, do transformador η TRAFO e do inversor η CC/CA em função da potência relativa.	45
Figura 6.15 - Produtividade fotovoltaica YF.....	46
Figura 6.16 – Tendência de preços de módulos chineses praticados na Alemanha.	47
Figura 6.17 – Preço de venda de contratos.	49
Figura 6.18 -Preço do energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas.....	51
Figura 6.19 -Preço da energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1– Desempenho da energia fotovoltaica no mundo.....	20
Tabela 6.1– Custo do empreendimento - R\$/Wp, vida útil do projeto 25 anos e substituição dos inversores de frequência em 12,5 anos.	49

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABINEE	Associação Brasileira da indústria Elétrica e Eletrônica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
CCD	Contato de Conexão à Distribuidora
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRESESB	Centro de referência para a energia eólica Sérgio de Salvo Brito
CUSD	Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	Europe on Photovoltaic Industry Association
IEA	International Energy Agency
MAE	Mercados Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
Prodist	Procedimentos de Distribuição
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{bT}	Irradiância direta média sobre a superfície inclinada na hora considerada	[W/m ²]
I_{dT}	Irradiância difusa média sobre a superfície inclinada na hora considerada incluindo a irradiância refletida pelo solo	[W/m ²]
E_R	Energia elétrica injetada no ponto de conexão fotovoltaico	[W.h]
F_{ASS}	Fator de correção da potência em função das perdas por associação de módulos	-
F_{Fio}	Fator de correção devido a resistência do condutor	-
F_G	Fator de correção da variação da potência – fluxo de radiação	-
F_{Θ}	Fator de correção da variação da potência – ângulo de incidência	-
F_T	Fator de correção da variação da potência – função temperatura da célula	-
G_{STC}	Irradiância nas condições de teste	[W/m ²]
P_{CA}	Potência de saída	[W]
P_{INJ}	Potência elétrica injetada na rede	[W]
P_N	Potência nominal	[W]
P_{NG}	Potência nominal do gerador fotovoltaico	[W]
P_{NI}	Potência nominal do inversor	[W]
P_R	Potência relativa do transformador	[W]
P_{STD}	Potência padrão do arranjo fotovoltaico	[W]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[°C]
T_C	Temperatura da célula	[°C]
T_{NOC}	Temperatura da célula nas condições normais de operação	[°C]
Y_F	Produtividade fotovoltaica	[Wh/W _p]
$\eta_{CC/CA}$	Eficiência de conversão de corrente contínua a alternada do inversor	-
η_{SPMP}	Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência	-
η_{trafo}	Eficiência do transformador	-

1 INTRODUÇÃO

A radiação solar que incide na Terra anualmente é equivalente a dez mil vezes a energia consumida pela população mundial no mesmo período, representando uma alternativa energética promissora.

São consideradas fontes de energia renováveis aquelas em que os recursos naturais utilizados são provenientes de fontes inesgotáveis capazes de se regenerar, tais como: energia solar, energia geotérmica, energia mareomotriz, energia hidráulica, energia de biomassa, e energia eólica. Em termos mundiais as fontes de energia renováveis como solar e eólica embora amplamente conhecidas ainda não alcançaram patamares desejados pois mesmo com o desenvolvimento de novas tecnologias seus custos ainda são elevados se comparados a fontes de energia convencionais como carvão.

Em 1973, a participação proporcional das fontes renováveis era de 10,6% na oferta mundial de energia, mesmo que a oferta absoluta tenha quase dobrado de 1973 a 2007, a participação relativa das fontes renováveis havia caído para 9,8% em 2007, mostrando que os avisos dos ambientalistas ainda não surtiram o devido efeito sobre as decisões de políticas energéticas, segundo dados da Agência Internacional de Energia.

O desenvolvimento econômico de uma sociedade está diretamente relacionado ao consumo de energia, sendo assim, encontrar mecanismos que propiciem a viabilidade econômica de fontes renováveis é fundamental para o desenvolvimento da sociedade moderna. A busca atual por soluções energéticas sustentáveis em função dos efeitos nocivos das emissões de gases de efeito estufa e do esgotamento dos combustíveis fósseis se tornou uma demanda universal.

Os investimentos em energia renovável não convencional ocorrem em menor escala no Brasil diferentemente dos pesados investimentos realizados ao redor do mundo buscando acelerar a transição entre o atual modelo e um novo modelo baseado em baixas emissões de gases de efeito estufa. No Brasil os investimentos e as políticas de incentivo ainda são tímidos tornando o cenário menos promissor para fontes alternativas de energias renováveis. Isso se dá em parte pela matriz energética nacional ser predominantemente hidroelétrica.

Cabe salientar que existem iniciativas vinculadas a políticas de incentivo e de subsídios e desenvolvimento de tecnologias para tornar as fontes de energia renováveis mais acessíveis e competitivas economicamente.

Neste capítulo será expressa a motivação deste trabalho, bem como uma forma de aproveitamento de parte da radiação solar para transformação em energia elétrica interligada ao sistema de distribuição de energia elétrica nacional.

1.1 Justificativa

A matriz energética brasileira é predominantemente hidrelétrica, gerando consideráveis impactos ambientais devido à necessidade de formação de grandes reservatórios para garantir a geração de energia. Esta matriz é complementada por usinas termoelétricas, nucleares, eólicas e de biomassa.

A predominância de apenas uma fonte energética, como a hídrica para a matriz energética nacional, pode acarretar em diminuição das garantias de abastecimento, pois a geração fica sujeita a efeitos climáticos desfavoráveis como a estiagem.

Os analistas de planejamento concordam que um certo grau de diversificação de fontes é muito importante. O aumento da utilização da energia eólica contribui neste sentido, assim como a utilização da energia solar fotovoltaica.

Atualmente, a matriz energética do estado do Rio Grande do Sul não contempla a geração solar fotovoltaica. Para viabilizar a instalação de geração solar fotovoltaica no estado é necessário realizar estudo contendo análise do potencial solar e possibilidades de conexão ao sistema elétrico.

Para a identificação de locais viáveis à instalação uma de Usina Solar Fotovoltaica, se torna necessária a análise do potencial solar nas regiões do estado do Rio Grande do Sul e também as possibilidades de conexão direta com o sistema elétrico integrado.

Tendo em vista o potencial de radiação solar do estado e a acessibilidade de linhas de transmissão e subestações, a realização de um estudo de viabilidade física e econômica da instalação de Usina Solar Fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul torna-se atrativa.

1.2 Objetivos

Essa dissertação tem por objetivo estimar o potencial de geração solar fotovoltaica e sua viabilidade técnica e econômica no estado do Rio Grande do Sul, bem como identificar as regiões mais propícias para a instalação de usinas de grande porte. Estas regiões serão apresentadas através da geração de mapas.

Para a realização deste trabalho algumas etapas foram elaboradas tais como:

- Estimar a irradiação solar incidente em superfície inclinada em forma de mapas mensais de irradiação;
- Estimar a produtividade fotovoltaica em instalações de grande porte para o Rio Grande do Sul;
- Analisar o traçado das linhas de transmissão e as subestações existentes no estado do Rio Grande do Sul;
- Estimar o preço da energia elétrica obtida em usinas solares em função de sua localização no estado do Rio Grande do Sul.

1.3 Bases

Para tal, foram selecionadas as subestações e linhas de transmissão da rede básica do estado do Rio Grande do Sul e posteriormente foram selecionadas as subestações que possuíam potencial compatibilidade de carga com a geração solar proposta.

Foram realizados mapas contendo a irradiação solar incidente em superfície inclinada a 25°. Após esta etapa foi realizado um estudo de custos relacionados à construção de linhas de transmissão e subestação necessária. Foi realizado cruzamento entre os potenciais de energia solar fotovoltaicas do estado do Rio Grande do Sul e os pontos de conexão disponíveis. Estes dados estão apresentados em mapas.

2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Contexto Histórico

O crescimento do setor urbano e da economia impulsionados pela cultura do café favoreceram as iniciativas de uso de energia elétrica no Brasil do século XIX, alinhado com a Europa e os Estados Unidos.

No Rio de Janeiro, em 1879 foi inaugurada a iluminação da Central do Brasil, alimentada por dínamo. Outros empreendimentos foram implementados na Praça da República e no edifício do Ministério da Viação em 1881.

A primeira central hidrelétrica brasileira entrou em operação em 1883, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina, MG. Neste mesmo ano foi inaugurada a primeira central geradora, uma termoeétrica de 52 kW, movida a lenha, em Campos, RJ. Este empreendimento foi o marco inicial para a prestação do serviço público de iluminação na América Latina.

Com a implantação do Código das Águas - Decreto 24.643, 10 de julho de 1934 o Governo passa a gerir e legislar o setor de águas e energia elétrica; foram então estabelecidos critérios legais e de preços. As concessões de serviços públicos são outorgadas a fim de garantir aos prestadores de serviço remuneração, cobertura das despesas e depreciação de ativos.

A década de 1940 marca o início da construção de uma série de usinas hidrelétricas, o que tornou o Brasil um dos maiores produtores de energia renovável do mundo. A criação da Companhia Elétrica do São Francisco, em 1945, denota o papel estratégico do Estado, atuando diretamente no setor de produção.

Na década de setenta importantes mudanças na legislação tarifária foram implementadas. A Eletrobrás passou a exercer um papel importante para o financiamento não orçamentário e expansão do setor elétrico. A expansão do sistema foi favorecida pela facilidade de concessão de financiamentos externos mobilizando amplas fontes de recursos. Nesta época, os projetos de Itaipu, Tucuruí, Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço foram concedidos.

Com a Lei 5.655, de 20 de maio de 1971, o governo estabeleceu a garantia de remuneração de 10% a 12% do capital investido, computada na tarifa. Com isso, o setor passou a gerar recursos para funcionar adequadamente e financiar sua expansão. O decreto Lei nº 1.383, de 1974 estabeleceu tarifas iguais em todo o território nacional, permitindo a transferência de recursos das concessionárias superavitárias para as deficitárias, chamado de

equalização tarifária. Com as restrições financeiras e o endividamento externo da década de oitenta, o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro foi seriamente comprometido. Em 1995 o setor elétrico se alinha ao programa nacional de desestatização.

A desverticalização do setor elétrico consistiu em separar as atividades de comercialização, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Estas passaram a ser áreas independentes, ou seja, as empresas não mais poderiam operar juntas em áreas distintas. Esta mudança foi primordial para o aperfeiçoamento do modelo do setor elétrico brasileiro ora proposto.

Neste período também ocorreram licitações de novos empreendimentos de geração, criação dos produtores independentes de energia, além do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Estas medidas coadunam com a abertura do mercado de energias, organização e estruturação da matriz energética brasileira e do mercado.

Em 1997 é criada a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pela Lei nº 9.427/1997, com o objetivo de regular, fiscalizar e mediar o setor elétrico nacional. Neste mesmo período também foram criados o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos pela Lei nº 9.433/2000, Mercado Atacadista de Energia (MAE) e Operador Nacional do Sistema (ONS) ambos pela Lei 9.648/1998, todos descritos a seguir.

O estabelecimento dos processos normativos possibilitou às geradoras e distribuidoras a expansão do parque gerador e a modicidade tarifária através da celebração de contratos de longo prazo, os quais garantiram estes investimentos, sendo modicidade tarifária uma tarifa acessível para todos os cidadãos.

Nos anos 2000 o racionamento de energia provocado pela escassez de chuvas, freou o crescimento do setor e forçou o governo a adotar medidas emergenciais evitando o colapso de energia. Esta crise foi evidenciada em função da matriz energética brasileira ser essencialmente hidroelétrica.

Com a crise, o governo introduziu novas formas de geração na matriz energética nacional, as termoelétricas alternativas movidas à cana-de-açúcar e a biomassa ganharam força, bem como as usinas a gás natural e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). Estes empreendimentos foram à forma encontrada para garantir o suprimento de energia elétrica nacional.

Neste cenário, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de fortalecer o setor elétrico nacional e minimizar a vulnerabilidade do sistema. A EPE é uma entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Esta empresa é um órgão

independente e sua função é planejar o setor elétrico a longo prazo. Também foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), este é responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada para substituir o Mercado Atacadista de Energia (MAE), organizando as atividades de comercialização de energia no sistema interligado.

O modelo proposto visava garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e a inserção social no setor elétrico brasileiro. As distribuidoras têm a exigência de contratação de toda a previsão de demanda a distribuir, o mesmo ocorre para os consumidores livres. Seguindo os mesmos princípios, as geradoras somente podem vender sua energia gerada às distribuidoras e consumidores livres por meio de leilão público, o modelo visa garantir o suprimento de energia e assegurar o equilíbrio do mercado de geração de energia elétrica. Os leilões públicos são conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. Assim, a energia gerada em uma região poderá ser compartilhada em regiões diferentes se houver excedentes.

Como objetivo de atingir a modicidade tarifária, as distribuidoras, realizam a compra de energia através de leilões no ambiente regulado, objetivando o menor preço. Assim, as distribuidoras repassam uma parcela menor, referente à geração de energia, aos seus clientes.

A modicidade tarifária busca universalizar o acesso social aos benefícios da energia elétrica, possibilitando aos clientes de baixa renda a utilização de energia elétrica a baixo custo e com subsídios.

Mais mudanças foram implementadas nos anos de 2003 e 2004, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Dentre estas, estão a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS. Para a comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo proposto para o setor elétrico visa garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária, promover a inserção social no setor elétrico brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento. Além disto, prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, a nova metodologia de

cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

O setor elétrico atualmente é composto de várias empresas e instituições que estabelecem as políticas e diretrizes, planejamento e garantia do suprimento de energia, regulamentação, supervisão, controle e operação dos sistemas, contabilização e liquidação, execução e prestação de serviços. São estes: Congresso Nacional, Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

2.2 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor elétrico nacional é composto de seis instituições que se relacionam entre si conforme descrito na Figura 2.1:

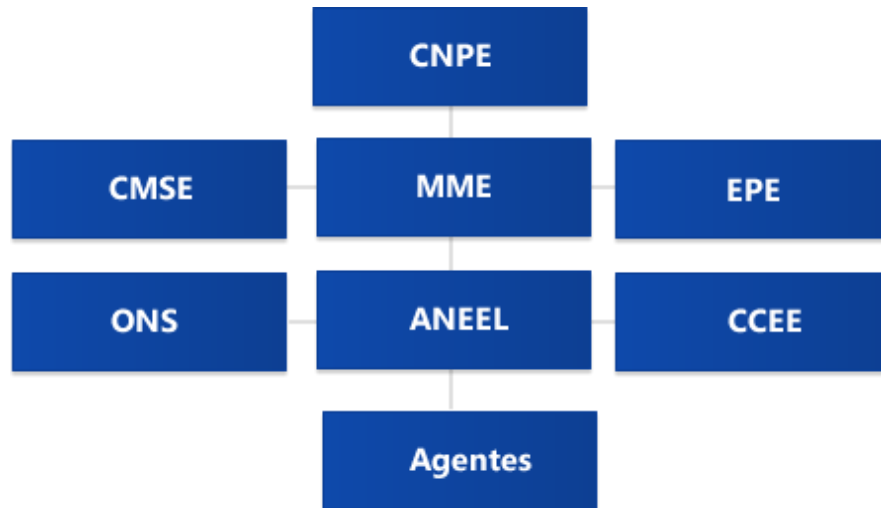


Figura 2.1 - Instituições do Setor Elétrico Nacional.

Fonte: pelo Autor.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, em conformidade com o disposto na legislação aplicável.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

MME – Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

A EPE está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) prestando serviços na área de pesquisas e estudos subsidiando o planejamento do setor energético. São algumas atribuições da EPE a apresentação ao CNPE dos planos de expansão do setor energético e dos planos nacionais de energia de longo prazo. Esta empresa também elabora a publicação do balanço energético nacional, realiza estudos e projeções da matriz energética brasileira, elabora estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O CMSE tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético nacional. Presidido pelo MME é composto de representantes dos órgãos ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS, este tem como atribuições acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo, realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de

energia elétrica, de gás natural e petróleo. O CMSE também identifica dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e caso necessário propõe medidas para saneamento de eventuais problemas estruturais do setor.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL está vinculada ao MME e tem como atribuição regular e fiscalizar os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Atuando em benefício da sociedade, a ANEEL atende a reclamações de agentes e consumidores. A ANEEL também media conflitos de interesse do setor elétrico entre agentes do setor e consumidores, garantindo tarifas justas e zelando pela qualidade nos serviços, assegurando a universalização dos serviços.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS administra a rede básica de energia elétrica no Brasil com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizando custos e garantindo a confiabilidade do sistema, definindo ainda condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE absorveu as funções do MAE (Mercado Atacadista de Energia) e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

2.3 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional – SIN é considerado único no mundo pelas suas características e tamanho. O sistema de produção e transmissão de energia elétrica nacional é predominantemente constituído de usinas hidroelétricas e térmicas sendo considerado um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância hidrelétrica. O sistema interligado

nacional possui múltiplos proprietários, tanto em nível de transmissão de energia como em nível de geração de energia, sendo formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Pequenos sistemas isolados localizados na região Amazônica correspondem a 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país.

O sistema de transmissão de energia é composto de subestações e linhas de transmissão operando nas seguintes tensões: 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, conforme Figura 2.2.

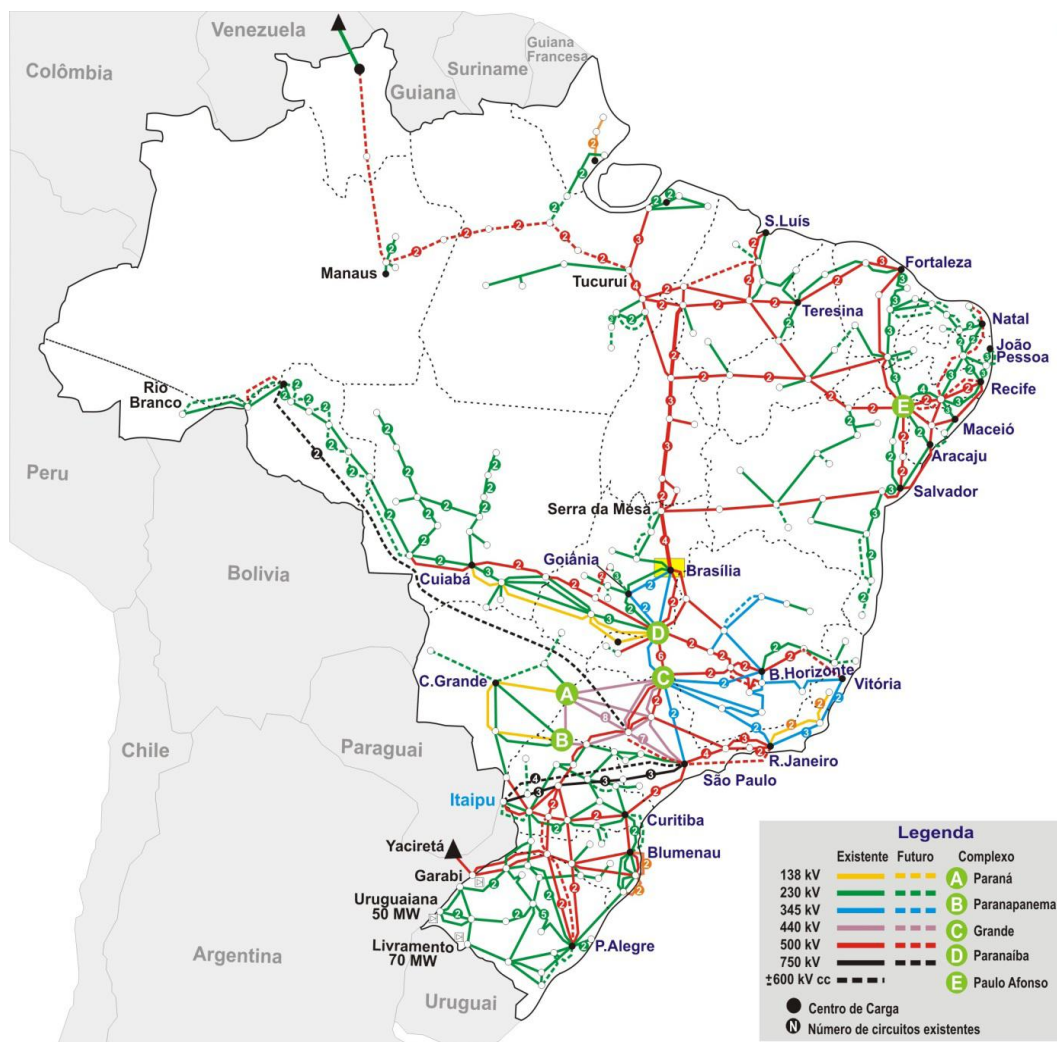


Figura 2.2– Sistema Interligado Nacional.

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS (2013).

3 CONVERSÃO DE ENERGIA

Radiação solar é a designação dada à energia radiante emitida pelo Sol que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética, fornecendo luz e calor para a Terra. A radiação solar é a principal responsável pelas características climáticas do planeta, pela dinâmica da atmosfera e pela vida na Terra.

A energia total incidente sobre a superfície terrestre depende da latitude local e da posição no tempo, ou seja, dia do ano e hora do dia, devido à inclinação do eixo imaginário da Terra, movimento de rotação e translação conforme Figura 3.1



Figura 3.1 - Movimentos da Terra.

Fonte: MAGNOLI, D. SCALZARETTO. R, (1998).

O Sol, distante aproximadamente 150 milhões de quilômetros da Terra, emite radiação que, ao atingir a camada externa da atmosfera terrestre possui uma intensidade, em média anual de 1.367 W/m^2 , conhecida como constante solar [DUFFIE e BECKMAN, 1991].

Em aplicações terrestres, com a propagação da radiação solar na atmosfera, ocorre o espalhamento e a absorção de parte dessa radiação, resultando em uma irradiância de aproximadamente 1.000 W/m^2 ao meio dia solar na superfície terrestre em dias sem nuvens, sendo que este é o valor para as condições de teste padrão.

A radiação solar emitida pelo Sol ao penetrar na atmosfera terrestre sofre alteração na sua intensidade e polarização através de vários processos como espalhamento causado por moléculas de gases, gotas de água, poeira e partículas de aerossóis, absorção por gases presentes na atmosfera e por último, por meio de sucessivos processos de absorção e reflexão no solo ou em superfícies líquidas.

Grande parte da energia solar que atinge a superfície terrestre é transmitida diretamente e alcança o solo sem dispersão. Em um céu limpo, sem a presença de nuvens, esta componente direta da radiação solar constitui a principal parcela da irradiância solar.

O efeito fotovoltaico foi observado em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, que observou em um experimento eletroquímico que a exposição a luz solar de elétrons de platina originava o efeito fotovoltaico.

Em 1876, dois cientistas britânicos, W. G. Adams e R. E. Day, descobriram que a energia solar podia ser convertida diretamente em energia elétrica quando a luz incidia sobre uma placa semicondutora.

Em 1877, Richard Day desenvolveu um filme de selênio depositado em um substrato de ferro com contatos de ouro, sendo o primeiro dispositivo de foto produção de eletricidade conhecido.

Em 1883, C. E. Fritts conseguiu desenvolver o que pode ser considerado o primeiro dispositivo de filme fino da história, comprimindo selênio fundido entre duas placas de diferentes metais.

Em 1954 os pesquisadores do Bell Laboratories, D.M. Chapin, C.S. Fuller e G. L. Pearson anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com 4,5% de eficiência de conversão e que pode ser considerada a primeira célula solar moderna.

No mesmo ano, a primeira célula fotovoltaica foi formalmente apresentada e anunciada à imprensa. No ano seguinte foi aplicada como fonte de alimentação de uma rede telefônica no estado da Geórgia- no Estados Unidos da América.

O programa espacial permitiu que as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tivessem um grande avanço e, a partir de 1958, a maioria dos satélites possuíam módulos fotovoltaicos para o suprimento de energia elétrica [Rampinelli, 2010].

A geração fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção P-N. A ligação elétrica desses terminais resulta na circulação de corrente contínua. Uma única célula solar de silício produz, em condições nominais de teste, diferença de potencial entre 0,5 e 0,6 V e potência dependente da área da célula, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série - paralelo constituindo módulos fotovoltaicos. O arranjo série - paralelo de módulos permite o atendimento a cargas maiores.

Os dois fatores principais que afetam a eficiência da conversão são a temperatura de operação e a intensidade da irradiação solar incidente sobre a célula. Este último fator e

afetado tanto pela nebulosidade local quanto pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao sol.

3.1 Células Fotovoltaicas

Em termos de aplicações, dentre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas, destacam-se por ordem decrescente de maturidade e utilização o silício cristalino, o silício amorfo hidrogenado, o telureto de cádmio e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio [Rüther, 2004].

O silício é o material mais utilizado na fabricação de células solares. As células de silício monocristalino são obtidas a partir de barras cilíndricas produzidas em fornos especiais e cortadas em forma de lâminas finas normalmente de 300 μm . As células de silício multicristalino são produzidas por fusão de porções de silício puro em moldes especiais que são resfriados lentamente até solidificarem-se. Neste processo, os átomos não se organizam em um único cristal, mas formam uma estrutura cristalina com superfícies de separação entre cristais, que apresentam o tamanho de alguns milímetros até vários centímetros [Rampinelli, 2010].

A célula fotovoltaica converte diretamente a luz do sol em eletricidade, sendo este fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico.

Os módulos são associados formando um painel fotovoltaico para obter o nível de tensão e corrente desejados e atender a demanda de energia requerida.

A Figura 3.2, mostra uma célula fotovoltaica de silício monocristalino típica.



Figura 3.2- Célula fotovoltaica de silício monocristalino.

Fonte EPE, (2012)

A célula fotovoltaica possui uma curva característica de corrente versus tensão ($I \times V$) onde é possível identificar pontos importantes como a tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto circuito (I_{sc}) e o ponto de máxima potência (PMP), conforme a Figura 3.3.

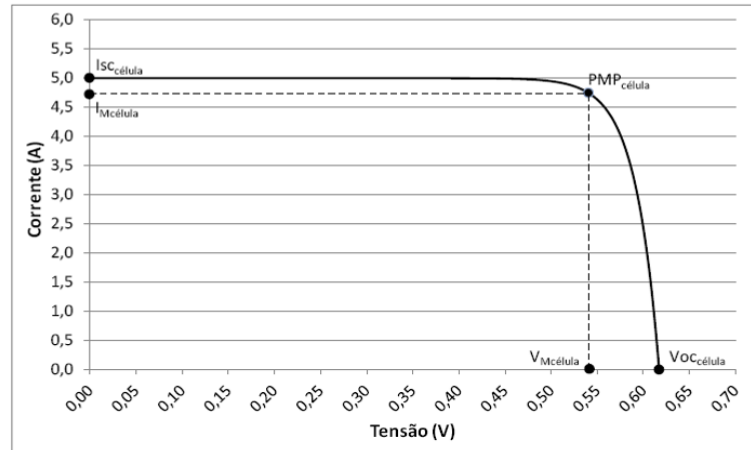


Figura 3.3- Curva IxV de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Almeida, (2012).

A curva característica de potência versus tensão (PxV), apresenta o ponto de máxima potência conforme Figura 3.4.

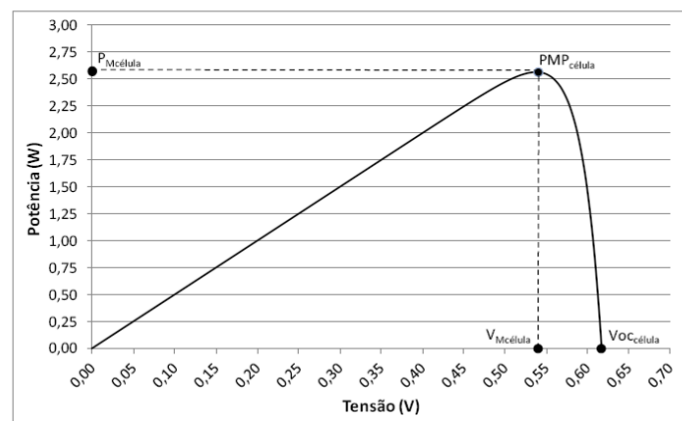


Figura 3.4- Curva PxV de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Almeida, (2012).

3.2 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos atuais são fabricados com células de silício cristalino, monocristalino ou multicristalino, amorfo ou outros semicondutores. Eles são compostos, na maioria dos casos, por certo número de células associadas em série e posicionadas de forma distribuída na área do módulo. Os módulos de 12 V que até pouco tempo atrás eram os mais tradicionais, são compostos por 36 células de silício cristalino. Estas células tipicamente apresentam uma tensão de circuito aberto de 0,58 a 0,6 V e uma tensão no ponto de máxima potência de 0,46 até 0,47 V.

Os módulos são construídos para gerar potências da ordem de 5 até 400 Wp, capazes de gerar corrente contínua, em baixa tensão, quando expostos a radiação solar. Eles constituem a

parte produtora de energia em um gerador fotovoltaico. Por questões de peso e de manipulação, os módulos não devem ser muito grandes, logo para constituir um gerador mais potente é necessário reunir sobre uma mesma estrutura vários módulos fotovoltaicos, sendo estes frequentemente de mesma potência e ligados entre si.

Geralmente produzem-se módulos formados por 30, 36, 60 e 72 células em série. Procura-se dar rigidez ao módulo na sua estrutura, isolamento elétrico e resistência aos fatores climáticos. Por isso, as células em série são encapsuladas em um plástico elástico (Etilvinilacelato) que faz também o papel de isolante elétrico, um vidro temperado com baixo conteúdo de ferro, na face voltada para o sol, e uma lâmina plástica (Tedlar) na face posterior. Em alguns casos o vidro é substituído por uma lâmina de material plástico transparente.

O módulo tem uma moldura composta de alumínio ou poliuretano e caixas de ligações às quais chegam os terminais positivo e negativo da série de células. A Figura 3.5 mostra alguns modelos de módulos fotovoltaicos.



Figura 3.5- Módulo fotovoltaico de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento de vidro.

Fonte: Almeida, (2012).

Nos terminais das caixas ligam-se os cabos que conectam o módulo ao painel fotovoltaico. A vida útil dos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 30 anos. Isso se dá em razão dos projetos de módulos fotovoltaicos preverem sua utilização em ambientes externos sob a influência dos agentes climáticos.

3.3 Arranjo Fotovoltaico

Um arranjo fotovoltaico é composto da associação de módulos fotovoltaicos em série e paralelo para elevar a potência da instalação, pois um único módulo fotovoltaico não possui potência nem tensão suficiente para suprir a demanda de um sistema. A representação esquemática de um arranjo fotovoltaico é apresentada na Figura 3.6.

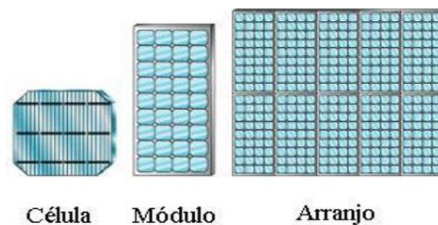


Figura 3.6– Representação esquemática - célula, módulo, série e arranjo fotovoltaico.

Fonte: Gasparin, (2012).

3.4 Sistema Solar Fotovoltaico

Os sistemas solares fotovoltaicos podem se apresentar de forma isolada, distribuída ou centralizada. Os sistemas isolados são aqueles em que a geração é exclusiva de uma instalação, ou seja, não há conexão com a rede elétrica de distribuição, normalmente estes sistemas utilizam baterias para armazenar a energia obtida durante a geração permitindo a utilização em horários distintos.

A geração fotovoltaica distribuída ocorre quando os sistemas de pequeno porte são instalados em edificações ou pequenas comunidades com o objetivo de atender a pequenas demandas, estes sistemas possuem conexão com a rede elétrica de distribuição.

A geração fotovoltaica centralizada se caracteriza por grandes usinas solares fotovoltaicas normalmente instaladas em locais distantes do centro de carga, tendo em vista a necessidade de ocupação de grandes áreas, estas usinas possuem conexão com o sistema interligado de transmissão de energia elétrica. Esse é tipo de geração que será abordado neste trabalho.

No Brasil, a geração distribuída tem conquistado mercado, por sua versatilidade em função da queda de custo, facilidade de acesso à tecnologia e mais recentemente, legislação definida pela Resolução 482/2012 da ANEEL.

A geração distribuída é constituída basicamente de módulos de sistemas solares fotovoltaicos instalados em telhados ou edificações. A modularidade de sistemas solares fotovoltaicos permite que sejam instalados de forma distribuída para dar reforço à rede elétrica de distribuição em pontos selecionados estrategicamente para correção de quedas de tensão.

Do ponto de vista de instalações elétricas e da construção civil, as tecnologias necessárias à incorporação de painéis solares fotovoltaicos a projetos de construção convencional já são conhecidos (a utilização de painéis de vidro em fachadas e coberturas é uma prática comum no setor da construção). A conexão elétrica dos painéis à rede e os dispositivos periféricos necessários à interconexão são comercialmente disponíveis no mercado, que oferece todos estes periféricos para qualquer tipo de configuração ou porte de instalação [Rüther, 2004].

As instalações solares fotovoltaicas conectadas à rede elétrica são constituídas basicamente de painéis solares, sistema de fixação ao revestimento da edificação, sistema conversor CC-CA (inversor), banco de baterias, diodos de *bypass*, diodos de bloqueio, fusíveis, disjuntores, condutores elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão. A Figura 3.7 apresenta ilustração de instalações solares fotovoltaicas de pequeno porte conectados à rede.

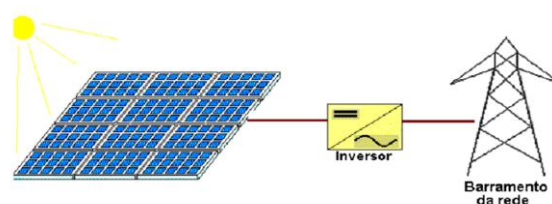


Figura 3.7– Esquema de sistema interligado a rede elétrica de transmissão.

Fonte: Rampinelli, (2010).

Uma grande central fotovoltaica fornece a energia à rede elétrica instantaneamente por meio de um ou mais inversores e transformadores, conforme Figura 3.8.

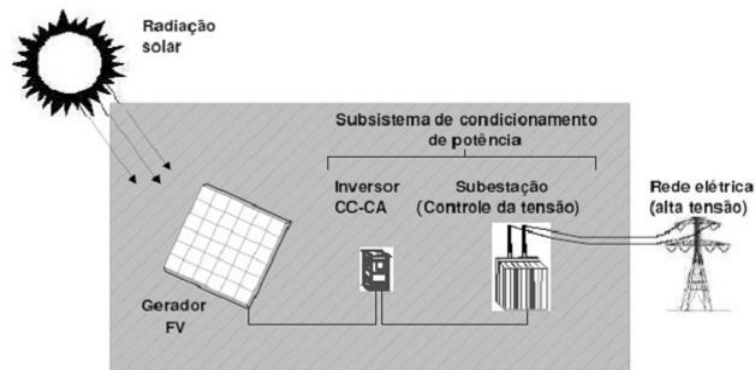


Figura 3.8– Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica.

Fonte: Almeida, (2012)

Um aspecto interessante a destacar é que cerca de 90% da capacidade instalada em geração solar fotovoltaica se concentrava em apenas cinco países: Alemanha (50%), Itália (11%), Japão (10%), Espanha (10%) e Estados Unidos (7%). Contudo, há apenas 10 anos, somente três países, Estados Unidos, Japão e Alemanha, exibiam participação individual relevante na instalação destes sistemas. A partir de 2003 é que se observa maior penetração desta tecnologia em outros mercados, como Itália e Espanha, que ganham participação no *market share* mundial, conforme Figura 3.9.

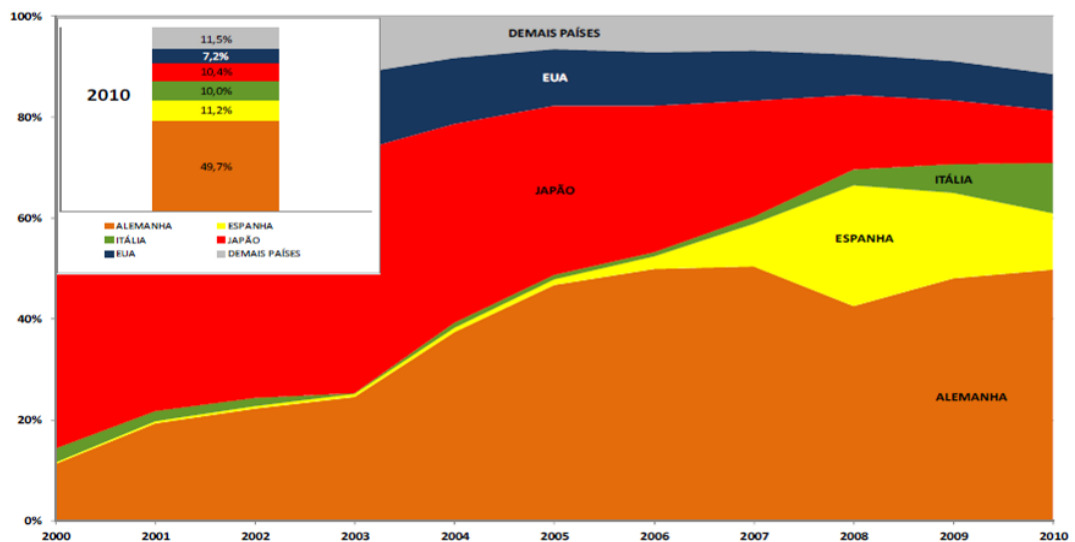


Figura 3.9– Evolução da participação dos países em capacidade instalada de geração fotovoltaica.

Fonte EPE, (2012)

Segundo Associação da Indústria Fotovoltaica Europeia – EPIA, (2013) o ano de 2012 foi outro histórico para a energia fotovoltaica. Pela primeira vez, a capacidade instalada global acumulada passou dos 100 GW, atingindo pouco mais de 101 GW.

A cada ano, estas instalações fotovoltaicas evitam 53 milhões de toneladas de CO₂, se comparadas à geração de energia termelétrica a carvão.

Estima-se que em todo o mundo 30 GW de geração fotovoltaica conectada a rede tenha entrado em operação no ano de 2012.

O mercado de fotovoltaico não-europeu cresceu muito no ano de 2012 em relação aos anos anteriores, com pelo menos 13 GW instalados em 2012. Os três principais mercados fora da Europa foram a China, os Estados Unidos da América e o Japão.

Vários outros mercados não europeus tiveram um bom desempenho, incluindo a Índia, Austrália e Coréia do Sul e, até certo ponto Canadá, Israel e Tailândia.

Na Alemanha, a estabilidade do mercado aparente é o resultado de uma pequena evolução, devido às mudanças regulatórias. Nos últimos três anos, a geração fotovoltaica na Alemanha tem se comportado de forma estável, porém sua capacidade total instalada é de 32 GW.

Na Itália, foram instalados 3,3 GW de geração fotovoltaica conectados à rede em 2012. Esta é uma diminuição significativa do grande volume conectado em 2011, com 9,3 GW.

Em 2012, no Reino Unido foram instalados 1,1 GW de geração fotovoltaica conectada a rede e na Grécia foram instalados 912 MW, um nível recorde para o país atingido por uma recessão extremamente difícil.

O crescimento na Bulgária foi de 670 MW de geração fotovoltaica instalados em 2012.

Outros países, como Suíça, Áustria e Dinamarca contribuíram marginalmente para o desenvolvimento do mercado.

A capacidade total instalada da Europa no final de 2012, de 69 GW, produz cerca de 2,6% da demanda de eletricidade da Europa em 2013, e cerca de 5,2% do pico de demanda de eletricidade. A Tabela 3.1 apresenta o desempenho da energia fotovoltaica no mundo.

A Figura 3.10 mostra a central geradora fotovoltaica centralizada de Tauá localizada no município de Tauá no estado do Ceará essa usina é constituída de 4.680 painéis fotovoltaicos para converter a energia solar em elétrica, em uma área de aproximadamente 12 mil metros quadrados. A capacidade inicial foi de 1 MW. O projeto permite ainda a ampliação gradual da capacidade da usina para até 50 MWp.



Figura 3.10- Usina de Tauá – CE/Brasil.

Fonte: MPX, (2013)

Ao longo das três últimas décadas, a energia solar fotovoltaica apresentou aumento significativo da sua eficiência e rentabilidade por meio de inovações e experiências adquiridas na sua produção.

Tabela 3.1– Desempenho da energia fotovoltaica no mundo.

Fonte: EPIA Market Report ,2013 (adaptado)

Pais	Acumulado em 2011 - (MW)	Mercado em 2012 - (MW)	Acumulado em 2012 - (MW)
Alemanha	24678	7600	32278
Itália	12913	3337	16250
França	3000	1200	4200
Reino Unido	875	1100	1975
Grécia	624	912	1536
Bulgária	145	670	815
Bélgica	2018	655	2673
Áustria	190	230	420
Dinamarca	16	200	216
Espanha	4900	200	5100
Países Baixos	145	125	270
Eslovênia	81	114	195
Portugal	183	30	213
Eslováquia	468	10	478
Suíça	230	170	400
Ucrânia	190	131	321
China	3500	3500	7000
Estados Unidos	4382,5	3200	7582,5
Japão	4914,43	2000	6914,43
Índia	460,91	1000	1460,91
Austrália	1400	800	2200
Canadá	563	200	763
Tailândia	150	210	360
Coréia	754	209	963
Israel	189,7	60	250

As leis de incentivos, têm se transformado no principal mecanismo de desenvolvimento de tecnologias para geração de energia renovável na Europa, especialmente a solar fotovoltaica interligada à rede elétrica. Através de mecanismos, o governo estabelece uma tarifa para que a concessionária de distribuição de energia elétrica pague por kWh de energia limpa produzida, suportando grandes mercados de energia renovável a um custo que acaba sendo distribuído entre todos os consumidores de eletricidade.

4 POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR

4.1 Potencial no Brasil

O Brasil é privilegiado em termos de radiação solar registrando variações de radiação solar de 8 a 22 MJ por metro quadrado diário. As menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, conforme Figuras 4.1, e 4.2.

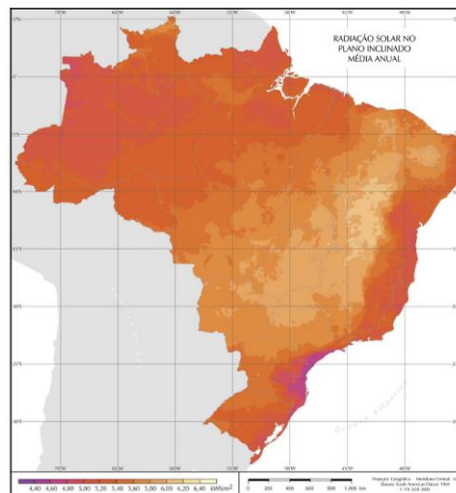


Figura 4.1 - Radiação solar no plano inclinado média anual.

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar - Swera

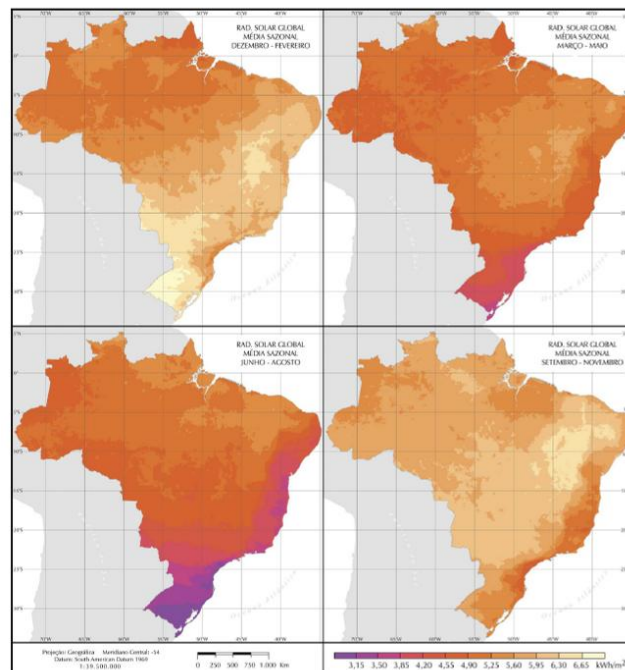


Figura 4.2- Radiação solar inclinada média sazonal.

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar - Swera

É importante ressaltar que mesmo as regiões com menores índices de radiação apresentam grande potencial de aproveitamento energético.

A incidência de radiação solar no Brasil é superior à verificada em países que possuem maiores investimentos em energia solar fotovoltaica, isso se dá pela localização privilegiada do país por seu território estar contido dentro de uma faixa de latitude na qual a incidência de radiação solar é bastante favorável.

4.2 Potencial da Energia Solar no Rio Grande do Sul

Kessler e Corbella, (1979), apresentaram no 2º Congresso Latino-Americano de Energia Solar mapas de radiação solar diária total mensal sobre superfície horizontal para o Rio Grande do Sul para os 12 meses do ano [Martinazzo, 2004]. Para a realização do estudo apresentado foram utilizados dados de 25 estações de medida do IPAGRO, atualmente, FEPAGRO, em períodos de tempo diferentes para cada estação, variando de 2 a 15 anos.

Em função de algumas estações não possuírem alguns intervalos de dados que foram preenchidos com dados estimados pela equação de Angstrom-Prescott em função dos dados de fração de insolação. Localidades onde não existiam estações de coleta tiveram seus dados estimados pela mesma equação. Cabe salientar que nos trabalhos realizados para a base de dados do estado do Rio Grande do Sul foi constatada a escassez de dados. Não existem referências para o modelo de interpolação utilizado no traçado das isolinhas. A Figura 4.3 mostra o mapa de isolinhas de radiação solar média mensal para o estado do Rio Grande do Sul para o mês de novembro.

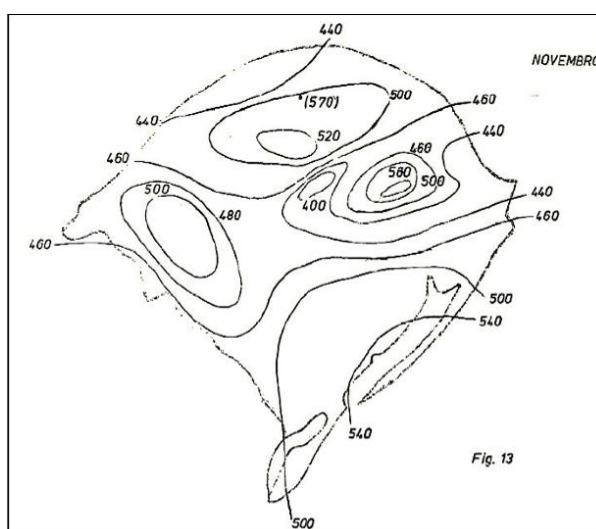


Figura 4.3 - Mapa de isolinhas de radiação solar [$\text{cal}/\text{cm}^2 \text{ dia}$] - Rio Grande do Sul mês de Novembro.

Fonte: Kessler e Corbella, (1979)

No fim dos anos 80, o Instituto de Pesquisa Agronômicas, IPAGRO, atualmente, FEPAGRO, publicou um Atlas Agroclimático do Rio Grande do Sul. Este trabalho destaca-se pelas cartas de isolinhas de radiação solar global e insolação. As cartas de isolinhas de radiação solar global apresentam uma distribuição espacial média diária e as cartas de isolinhas de insolação possuem uma distribuição espacial do número de horas de brilho de Sol mensal e anual.

Martinazzo, (2004) apresentou modelos de estimativa de radiação solar para elaboração de mapas solarimétricos com o intuito de traçar mapas de radiação solar para o Estado do Rio Grande do Sul. Os dados das estações agroclimáticas do Rio Grande do Sul, pertencentes à FEPAGRO, INMET e UFPeI/EMBRAPA/INMET, foram convertidos em médias mensais de insolação, radiação solar global horizontal, umidade e temperatura média.

Os modelos de estimativa estão baseados no Método dos Mínimos Quadrados. Os seus resultados foram validados através do método de validação cruzada, aplicada em correlações mensais e anuais.

Os mapas apresentam resolução de $0,5 \text{ MJ/m}^2$ ou 140 kWh/m^2 e isolinhas traçadas para diferenças de $1,0 \text{ MJ/m}^2$. O método de interpolação utilizado no traçado dos mapas foi o de Kriging e a interpolação foi realizada pelo programa SURFER.

O mapa de média mensal anual de radiação global horizontal desenvolvidos é mostrado na Figura 4.4.

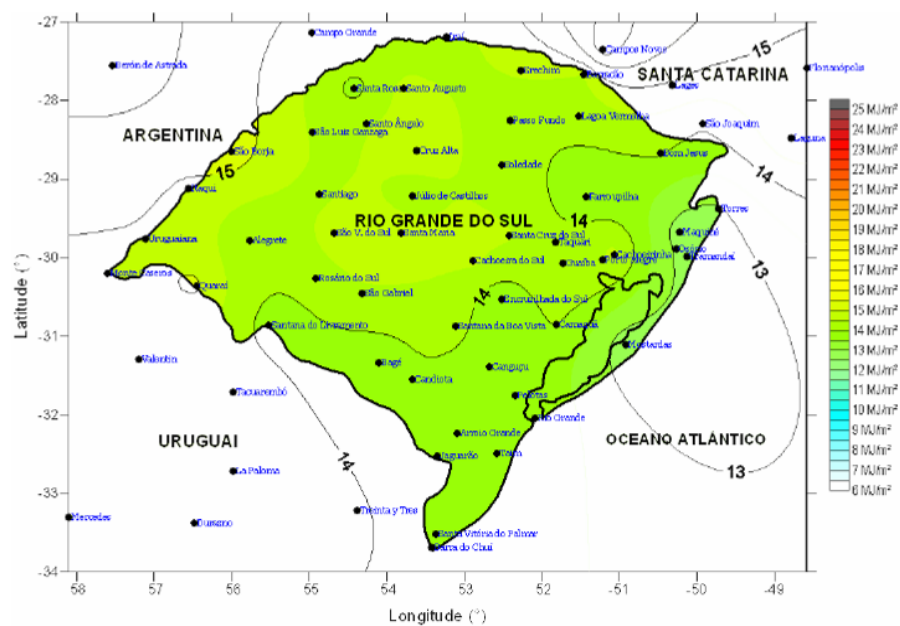


Figura 4.4 - Mapa de radiação solar global horizontal média anual diária.

Fonte: Martinazzo, (2004)

É possível constatar que o Rio Grande do Sul apresenta valores médios de insolação e radiação solar bastante próximos da média nacional, da ordem de 6 a 7 horas de insolação diária média e de 14 a 16 MJ/m²dia de radiação diária média [TIBA et al., 2000]. Isso demonstra que o estado apresenta um potencial considerável para implantação de empreendimentos de geração de energia solar.

A partir dos resultados obtidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar Swera, (2006), o estado do Rio Grande do Sul tem grande potencial solar, tanto em termos de insolação diária quanto em termos de radiação solar global diária. Ainda, nota-se que ambos os parâmetros apresentam maiores intensidades durante os meses de verão.

5 MECANISMOS DE INCENTIVO A ENERGIA SOLAR NO BRASIL

As leis de incentivo têm se transformado no principal mecanismo de desenvolvimento de tecnologias para geração de energia renovável na Europa, especialmente a solar fotovoltaica interligada à rede elétrica.

Atualmente o Brasil não dispõe de mecanismos institucionais efetivos para o desenvolvimento de um mercado de energia solar fotovoltaica. O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica não contemplou a possibilidade de financiar a geração de energia solar fotovoltaica.

O surgimento de um mercado de energia solar fotovoltaica pode reduzir os impactos ambientais na geração de energia e aumentar os níveis de universalização do país, em regiões de difícil acesso, onde os programas de universalização ainda não alcançaram.

Buscando propiciar um mercado favorável a geração solar fotovoltaica, primeiramente é necessário desenvolver a adoção de políticas de incentivos tornando esta fonte atrativa ao mercado.

5.1 Panorama Geral das Instalações Fotovoltaicas e Seus Desafios

As instalações solares fotovoltaicas distribuídas, tipicamente instaladas em telhados, são amplamente difundidas em países como Alemanha, Espanha, Itália e Estados Unidos da América. A potência típica de cada instalação nas edificações no continente Europeu é de 3 kW_p no setor residencial, 100 kW_p no setor comercial e 500 kW_p no setor industrial.

A competitividade dos sistemas solares fotovoltaicas nestes países é fortemente dependente da potência da instalação e das diferenças de custo unitários de investimentos. Os principais fatores responsáveis pela variação são diferenças de capacidade de geração, regramento de conexão a rede elétrica, custos de mão de obra e simplificação de procedimentos de instalação.

Segundo informações do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE, (2012), no Brasil, o custo estimado de investimento para uma instalação de 100 kW_p, seria de R\$ 6,31/W_p, sem considerar os impostos, agregando impostos este valor seria de R\$ 8,36/W_p.

A geração fotovoltaica centralizada conectada à rede executa a função de estações centralizadas de energia. A fonte de alimentação por tal sistema não é associada com um cliente particular da eletricidade. Estes sistemas são tipicamente instalados em terrenos ou

campos e funcionam normalmente a certa distância do ponto de consumo, conforme Figura 5.1.

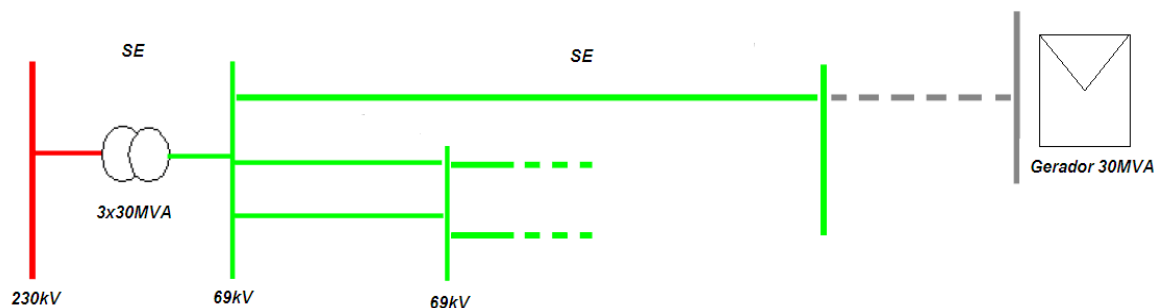


Figura 5.1 - Diagrama unifilar simplificado.

Fonte: pelo Autor

Ainda, segundo a EPE, (2012), Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, a competitividade da geração fotovoltaica de grande porte foi efetuada com base na estimativa do preço de referência para este tipo de planta, considerando uma metodologia de cálculo similar à adotada para a determinação do preço teto nos leilões de energia. O custo de investimento para este tipo de fonte, com potência maior ou igual a 1,0 MW, pode ficar na faixa de 4.000 – 6.000 R\$/kW_p instalado, segundo o Grupo Setorial Fotovoltaico da ABINEE.

Adicionados Imposto de Importação, ICMS, IPI, PIS, COFINS, aplicando-se as correspondentes alíquotas para o módulo, inversor, estruturas, cabos e demais componentes, haverá um acréscimo de cerca de 33% do custo original. Essa faixa corresponde a valores internacionais referentes a 2010 e 2011, sendo a composição de custo estimada em cerca de 55% para módulos, 10% para os inversores e 35% para os demais componentes.

O estudo realizado pela EPE, (2012) efetuou o cálculo do preço de referência para um caso inicial, considerando a perspectiva de continuada queda de preços no futuro próximo (2012/2014), com valor fixado em R\$ 5.200 /kW_p.

5.2 A Geração Fotovoltaica Centralizada no Brasil

A geração fotovoltaica centralizada no Brasil ainda se apresenta de forma discreta. Atualmente existe registro de quatorze usinas do tipo fotovoltaica em operação no Brasil. A potência outorgada para estes empreendimentos é de 2.617,01 kW, correspondendo a 0,0021% da geração de energia nacional (considerando a potência fiscalizada). Segundo dados da ANEEL a geração fotovoltaica centralizada no Brasil possui potência instalada muitas vezes inferior a potência instalada de outras fontes geradoras,

As principais Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas em operação são as Usinas de Araras, Usina de Tauá e Usina de Pituvaçu Solar.

5.3 Requisitos de Acesso de Centrais Geradoras

A ANEEL condiciona a entrada em operação do acessante à assinatura dos Contratos de Uso (CUSD) e de Conexão (CCD). Além disso, de acordo com o parágrafo único do Art. 5º da Resolução 56/2004, a entrada em operação da central geradora estará condicionada à declaração, pelo ONS ou pela concessionária ou permissionária de distribuição, no sentido de que as instalações de conexão atendem aos Procedimentos de Rede e às normas e padrões técnicos da concessionária acessada, sem prejuízo ao disposto na Resolução nº 433, de 26 de agosto de 2003.

Define-se por acessada a distribuidora de energia elétrica em cujo sistema elétrico o acessante se conecta. Por sua vez o acessante é definido como o consumidor ou consumidor autorizado de geração, distribuidora, cooperativa rural ou agente importador ou exportador.

Entretanto, acesso é definido como a disponibilização do sistema elétrico para a conexão de consumidor, produtor de energia ou distribuidora cooperativa rural ou agente importador ou exportador de energia, individualmente ou associados, mediante ressarcimento dos custos de conexão e de uso.

Os acordos operativos são celebrados entre acessante e acessada, que descreve e define as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional do ponto de conexão e instalações de conexão, quando o caso, e estabelece os procedimentos necessários ao sistema de medição para faturamento – SMF (sistema de medição de fronteira).

Os Atos Autorizativos são emitidos pelo poder concedente para as situações de implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência superior a 5 MW, aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica – PCH, ou importação e/ou exportação de energia, bem como a implantação dos respectivos sistemas de distribuição ou transmissão associados.

A viabilidade do ponto de conexão é avaliada em relação aos aspectos técnicos, sendo que uma conexão a um determinado ponto do sistema não pode acarretar deterioração da qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores da região. Para tal, devem ser avaliados também os aspectos de estabilidade, proteção, operação e confiabilidade do sistema acessado, bem como as questões de arranjo físico da subestação.

Em caso da subestação não apresentar segurança e viabilidade para a conexão da geração pretendida, por motivo técnico, deve ser escolhida outra subestação mais próxima, cujas características atendam aos critérios estabelecidos. Fica a critério da distribuidora em função das características técnicas do sistema, a definição da instalação de conexão necessária ao tipo de conexão solicitada, não sendo permitido a conexão através de uma derivação simples.

A construção, a operação e a manutenção das instalações de conexão são de responsabilidade do acessante, cabendo a este seguir as normativas da distribuidora quanto aos requisitos de projeto e aos padrões de qualidade e de segurança. A definição da configuração da instalação de conexão deve ter o aceite da distribuidora. Para a construção das instalações de conexão cabe ao acessante providenciar as licenças ambientais, realizar os procedimentos de desapropriação e buscar a concessão de passagem junto aos órgãos competentes.

Caberão aos acessantes todos os custos financeiros para a adequação do ponto de conexão, respeitando os padrões de qualidade e segurança e, também, os requisitos técnicos. A aquisição, instalação e manutenção do sistema de medição para faturamento é de responsabilidade do acessante, devendo estar em conformidade com a padronização definida pela distribuidora.

O CUSD e o CCD somente podem ser celebrados após a definição do ponto de conexão do acessante e emissão do parecer de acesso pela distribuidora. Os contratos necessários ao acesso devem ser assinados entre as partes no prazo máximo de 90 dias após a emissão do parecer de acesso. A inobservância deste prazo incorre em perda do direito à garantia da potência no sistema de distribuição a ser acessado, desde que um novo prazo não seja pactuado entre as partes.

O acesso ao sistema da distribuidora só pode ser efetivado após a assinatura dos respectivos contratos de uso (CUSD), de conexão (CCD) e do acordo operativo e após a liberação formal pela concessionária que para a efetivação do acesso requerido o acessante deve cumprir todas as exigências constantes nesse documento, bem como atender aos requisitos técnicos apresentadas nas normativas específicas da Concessionária, as quais são disponibilizadas para o agente acessante.

As consultas de acesso devem ser formuladas pelo acessante à distribuidora com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos de viabilidade de sua conexão. O acessante, para requerer a conexão de suas instalações no sistema da distribuidora, deve formalizar o processo e encaminhar para análise da distribuidora.

As informações de acesso são a resposta formal e obrigatória da distribuidora à consulta de acesso, com o objetivo de fornecer informações preliminares sobre o acesso pretendido. Sendo assim a distribuidora tem até 30 dias contados da data do recebimento da consulta de acesso para apresentar, por escrito, a informação de acesso ao acessante contendo: os resultados da avaliação do ponto de conexão sugerido pelo acessante, a definição do ponto de conexão, a capacidade de demanda da conexão, as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações, e a descrição dos estudos técnicos necessários para a análise da conexão.

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à distribuidora, implica na prioridade de atendimento do acessante e na reserva de capacidade disponível. A solicitação de acesso, quando permanente, deve ser formalizada com antecedência mínima de 12 meses da data de entrada em operação do empreendimento, sendo necessário conter: contrato de concessão, ato autorizativo ou registro, projeto básico das instalações de conexão, quando existirem, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas de operação e proteção e sistema de medição de faturamento, estudos técnicos solicitados previamente, informando características e parâmetros dos equipamentos.

O parecer de acesso é um documento formal aonde a concessionária apresenta as condições de acesso, os requisitos técnicos que permitam a conexão definitiva do acessante e os respectivos prazos de execução.

No parecer de acesso a distribuidora define as condições de acesso do empreendimento, informando os requisitos técnicos e os padrões de desempenho a serem atendidos pelo acessante no ponto de conexão. Além disso, fornece as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos.

Para o aceite final e comissionamento o acessante deve agendar com a distribuidora a data para a realização do comissionamento dos equipamentos, com antecedência da data desejada. O comissionamento do ponto de conexão e das instalações de conexão deve ser realizado pelo acessante com acompanhamento da distribuidora.

O acesso ao sistema elétrico da distribuidora é regido pelos Procedimentos de Rede do ONS, pelos Procedimentos de Distribuição, pelas normas e padrões da distribuidora e pelos contratos celebrados entre as partes. Para acesso aos sistemas de distribuição, os agentes geradores devem celebrar os contratos de Contato de Conexão à Distribuidora (CCD), Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e Acordo operativo.

Para o início da etapa de solicitação de acesso para centrais geradoras são necessários: memorial descritivo do empreendimento contendo as etapas de construção, modo de operação

e esquema de proteção, contendo cronograma de implantação e expansão, diagrama unifilar completo do empreendimento com posicionamento de equipamentos de proteção e medição, projeto do sistema de medição para faturamento, relação de estudos a serem apresentados na etapa de solicitação de acesso.

O objetivo desses estudos é, além de definir as características e avaliar o desempenho das instalações de uso exclusivo do acessante, analisar o impacto do empreendimento na rede elétrica, identificando eventuais necessidades de ampliações, reforços e melhorias para a viabilização técnica da conexão.

O acessante deve apresentar os arquivos com a modelagem dos casos utilizados nas simulações para demonstração do atendimento aos requisitos mínimos, conforme normativa da concessionária, Prodist e, quando necessário, procedimentos de rede.

Quanto a modelagem, a distribuidora fornecerá a configuração da rede necessária às simulações utilizando as bases de dados consolidadas pelo ONS, no ciclo de estudo pertinente a cada caso. O acessante fornecerá os arquivos contendo a modelagem das instalações a partir do ponto de conexão, incluindo as transformações de potência até a máquina.

Os estudos a serem apresentados pelo acessante devem avaliar os aspectos de comportamento dinâmico e de qualidade, de tal forma que atenda aos requisitos técnicos mínimos exigidos pela legislação vigente.

O programa computacional utilizado para realização dos estudos na área de sistemas elétricos de potência é o ANAREDE. Ele é formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo e Análise de Segurança de Tensão. O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores, reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. O ANAREDE é utilizado pelas empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou subtransmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL.

6 ANÁLISE DE VIABILIDADE

6.1 Metodologia para Produzir os Mapas de Irradiação Solar em Plano Inclinado

A metodologia utilizada para produzir os mapas de irradiação solar do Estado do Rio Grande do Sul, foi baseada nas tabelas de irradiação média mensal apresentadas por Martinazzo, (2004). Os valores apresentados foram convertidos de MJ/(m²dia) para kWh/(m²dia) e foram submetidos ao cálculo de irradiação inclinada proporcionado pelo programa RADIASOL2, conforme descrito no Anexo A.

A latitude média do estado do Rio Grande do Sul é de 30°. Por padrão se utiliza para os módulos fotovoltaicos um ângulo de inclinação igual à latitude do local, o que geograficamente produz ângulos de incidência mais favoráveis quando não há nuvens no céu. Porém, nos meses de inverno o estado do Rio Grande do Sul apresenta maior nebulosidade, fazendo com que o ângulo de inclinação para maior captação da radiação solar fique entre 30° e 20°, desta forma, para este estudo os módulos estão orientados para a direção Norte a uma inclinação determinada de um ângulo de 25°, buscando obter uma produtividade superior do que a obtida caso o ângulo de inclinação determinado fosse de 30°.

Para obtenção dos dados foram elaboradas planilhas com dados de latitude, longitude e irradiação solar média sobre o plano inclinado de 25°, a partir das tabelas de irradiação média mensal apresentadas por Martinazzo, (2004).

Estes dados foram inseridos em um software de mapeamento de contornos (Golden Software Surfer 8) produzindo mapas de irradiação solar disponível no plano inclinado para cada mês do ano, no estado do Rio Grande do Sul, conforme Figuras 6.1 a 6.12.

Os pontos em formato de cruz correspondem às cidades onde as medições de irradiação solar incidente foram realizadas. As tabelas de irradiação média mensal foram baseadas nas medições oriundas destes pontos.

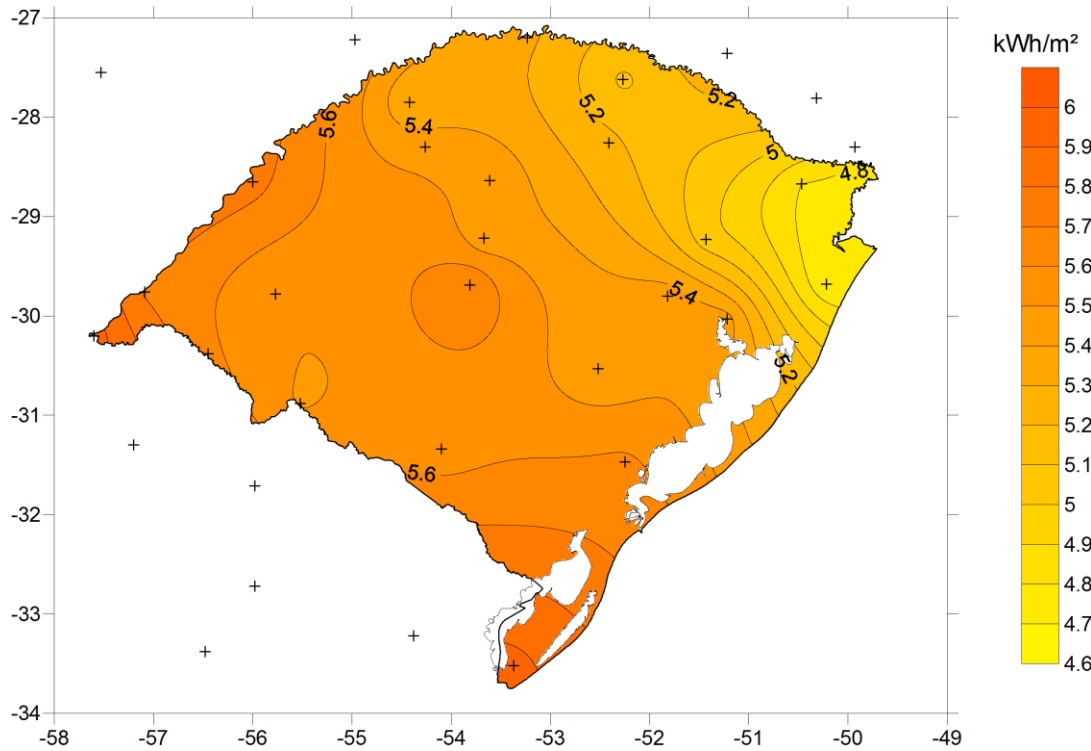


Figura 6.1 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Janeiro.

Fonte: pelo Autor

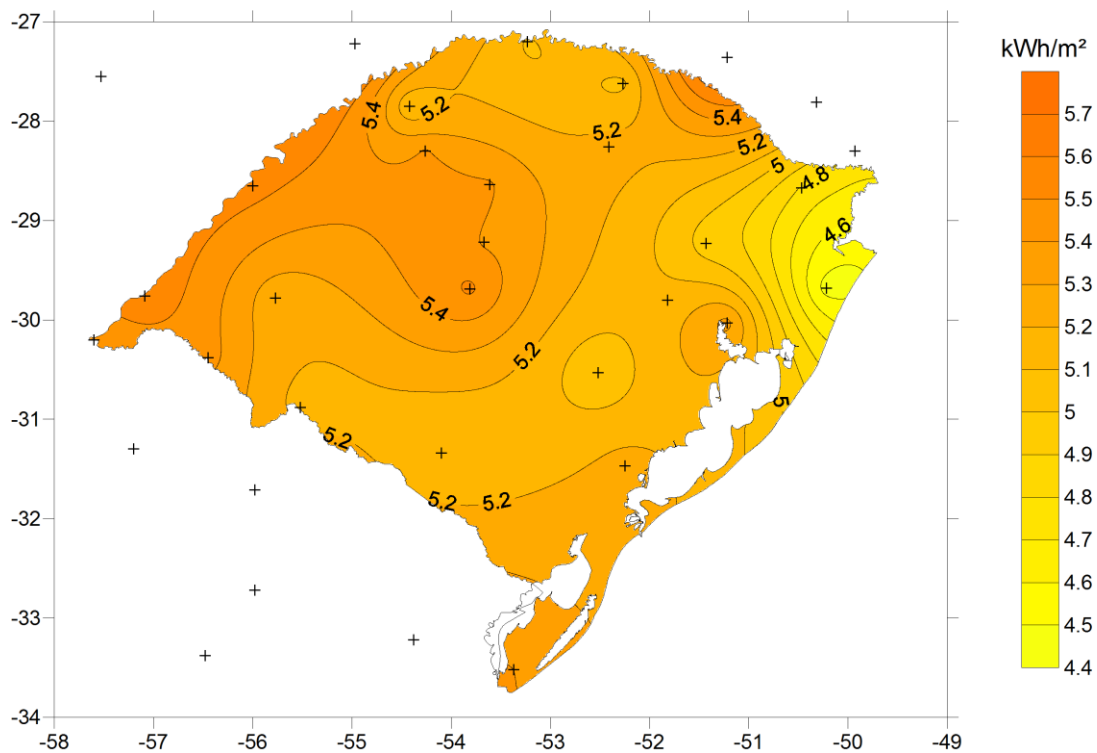


Figura 6.2 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Fevereiro.

Fonte: pelo Autor

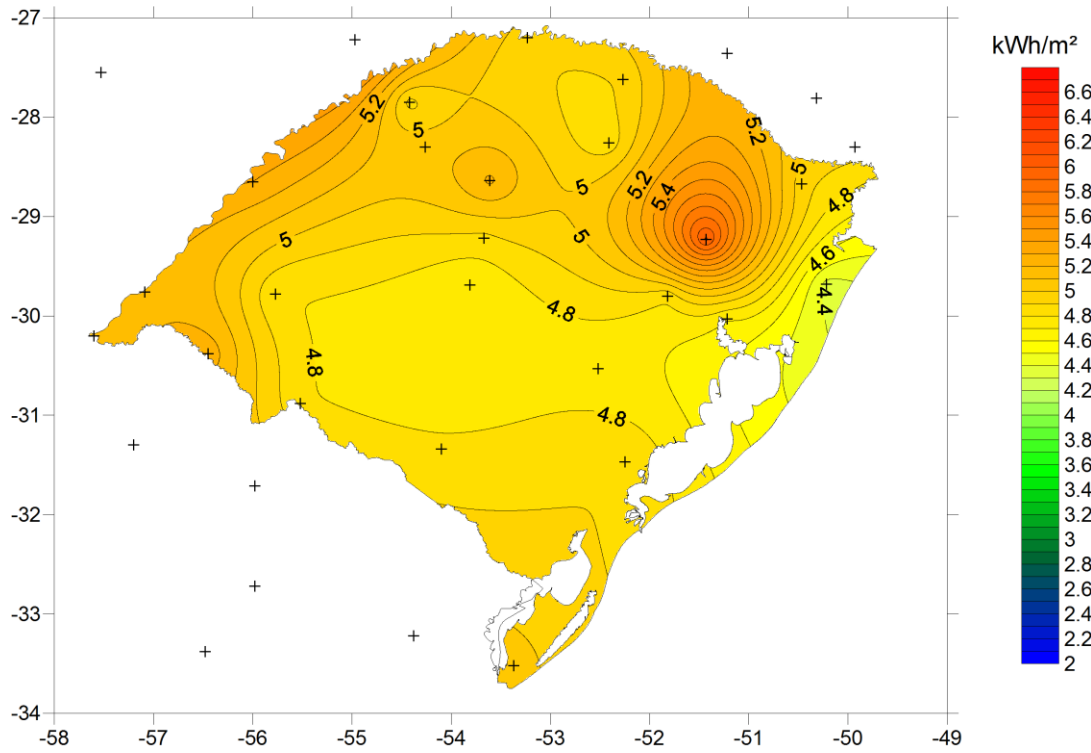


Figura 6.3 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Março.

Fonte: pelo Autor

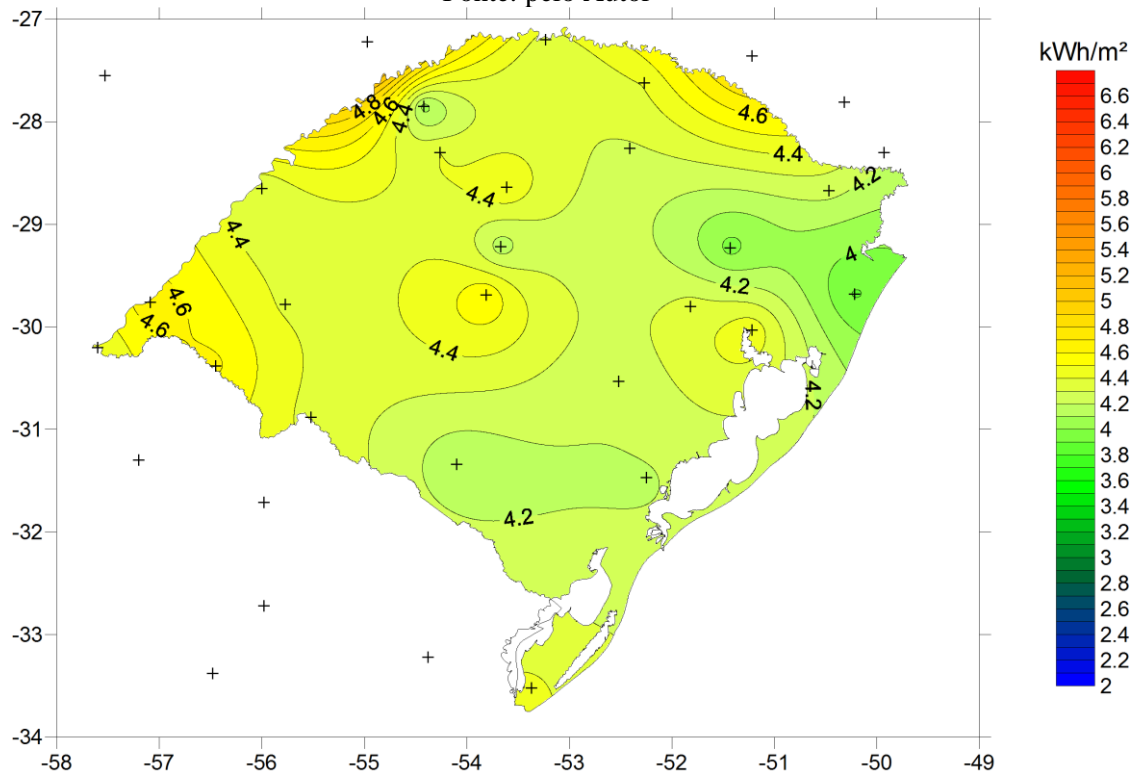


Figura 6.4- Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Abril.

Fonte: pelo Autor

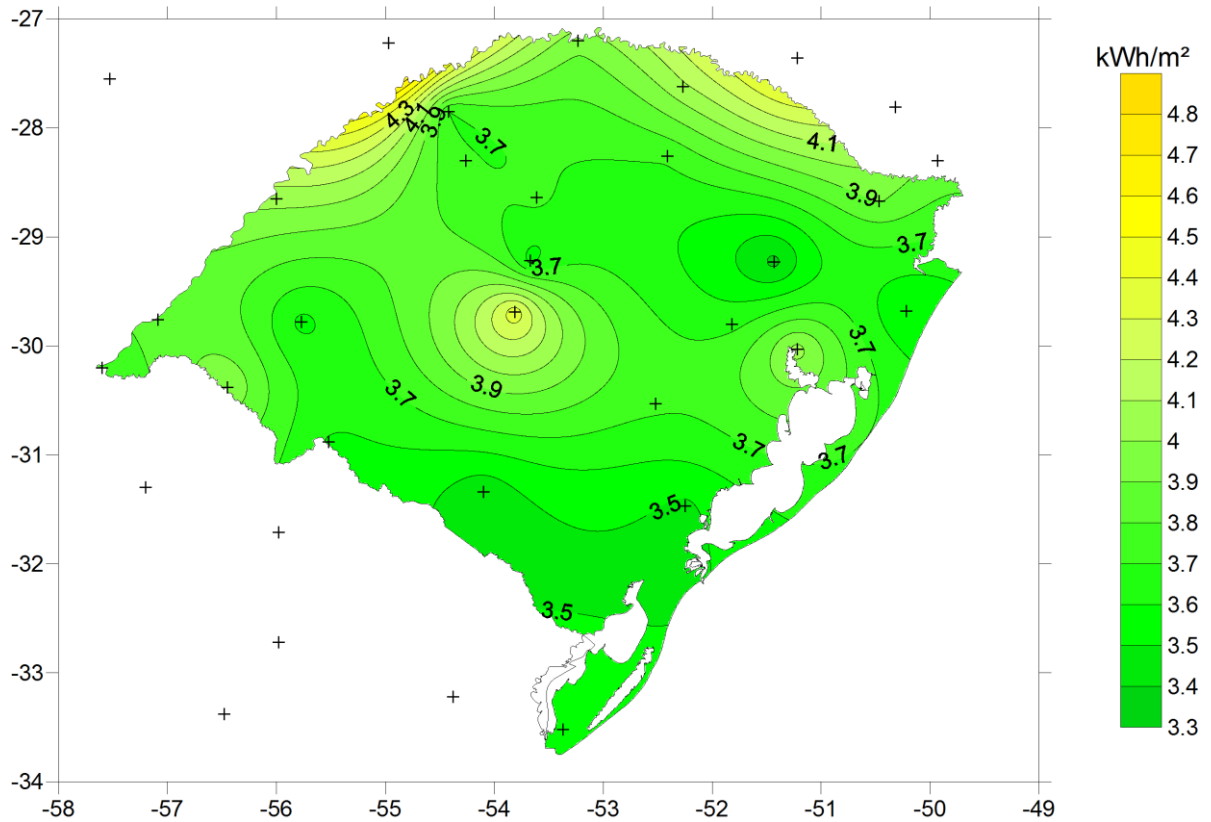


Figura 6.5 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Maio.

Fonte: pelo Autor

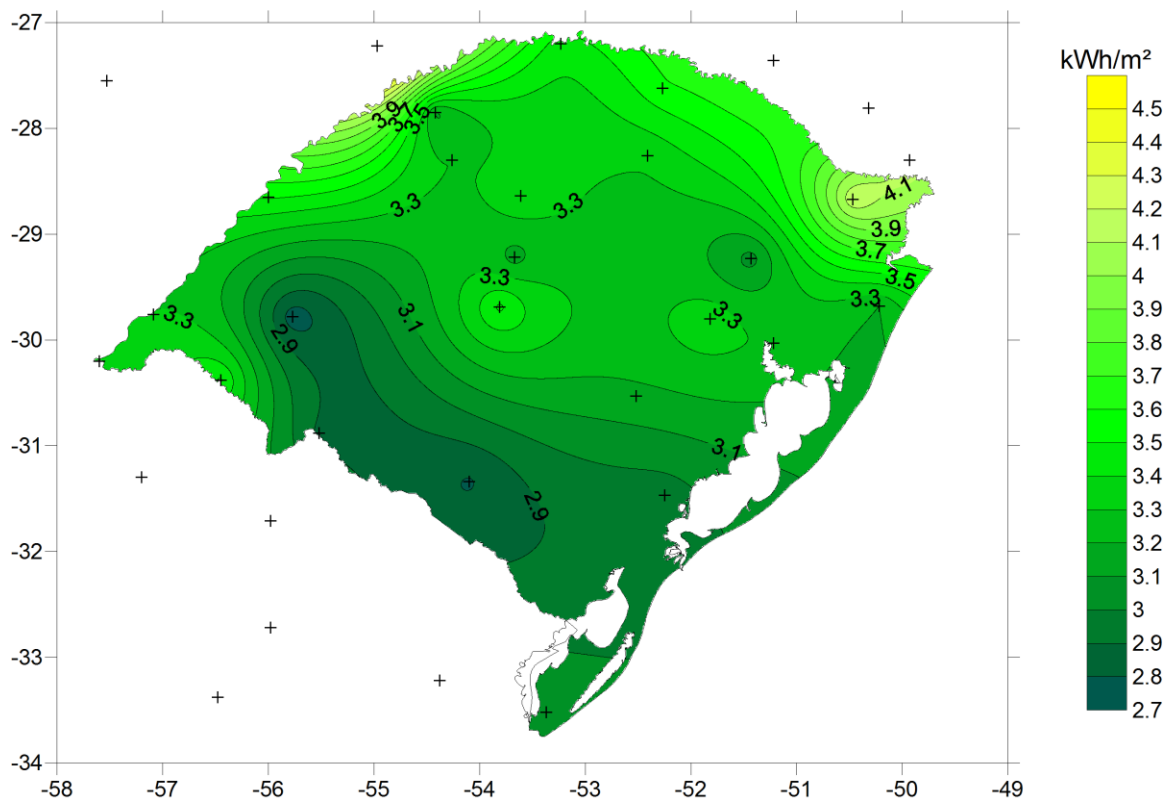


Figura 6.6 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Junho.

Fonte: pelo Autor

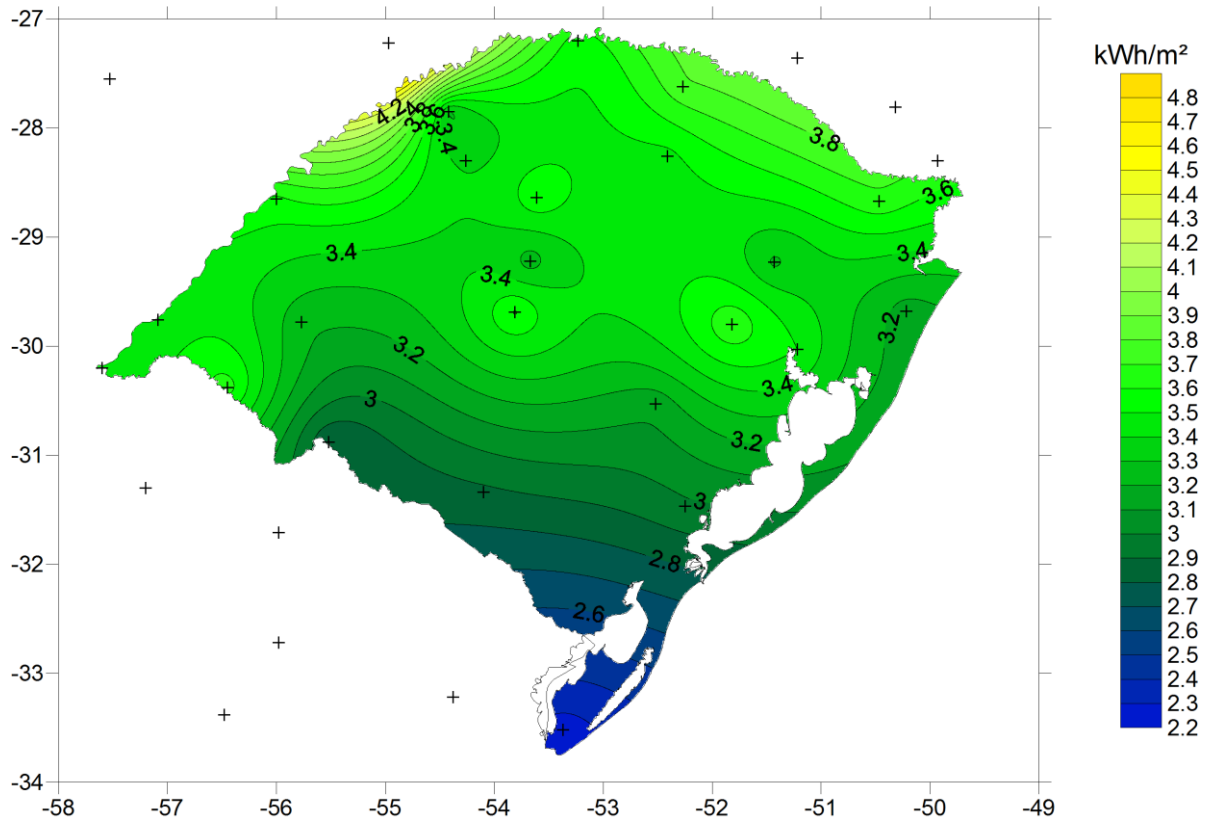


Figura 6.7 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Julho.

Fonte: pelo Autor

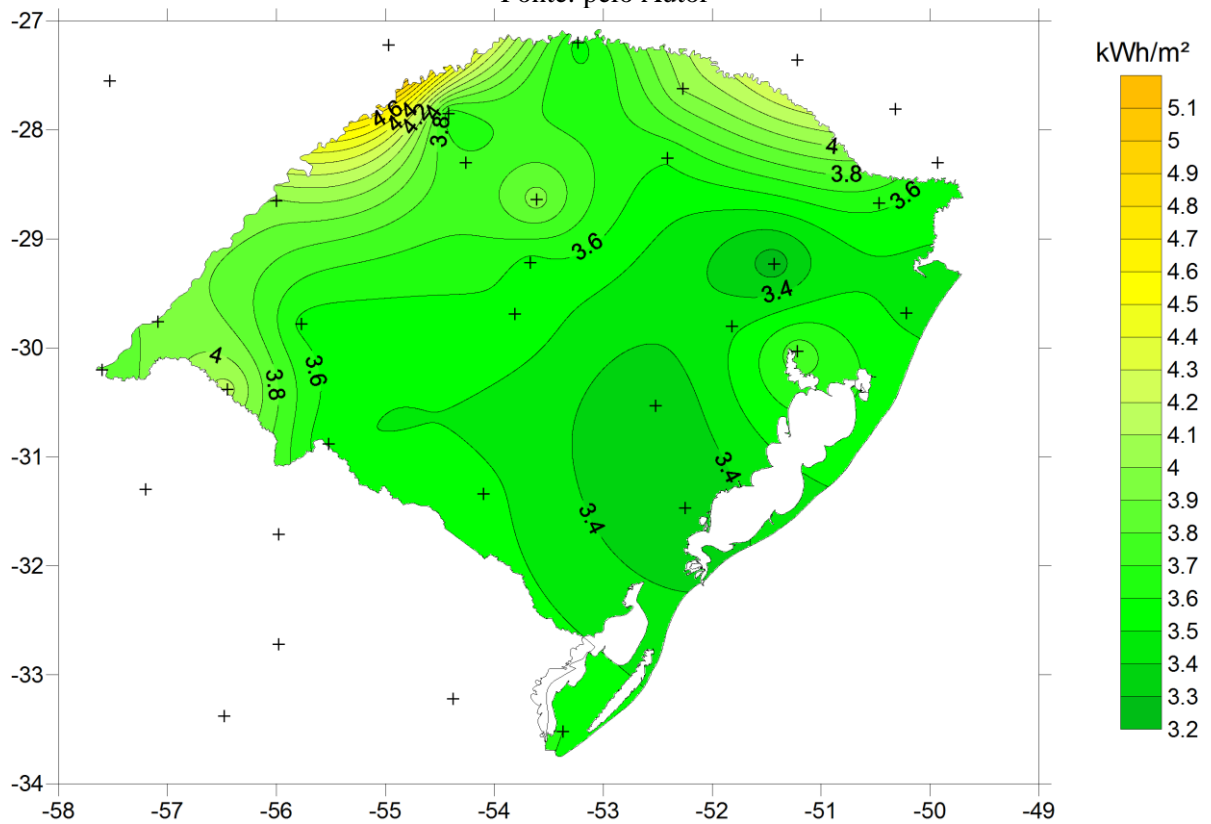


Figura 6.8 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Agosto.

Fonte: pelo Autor

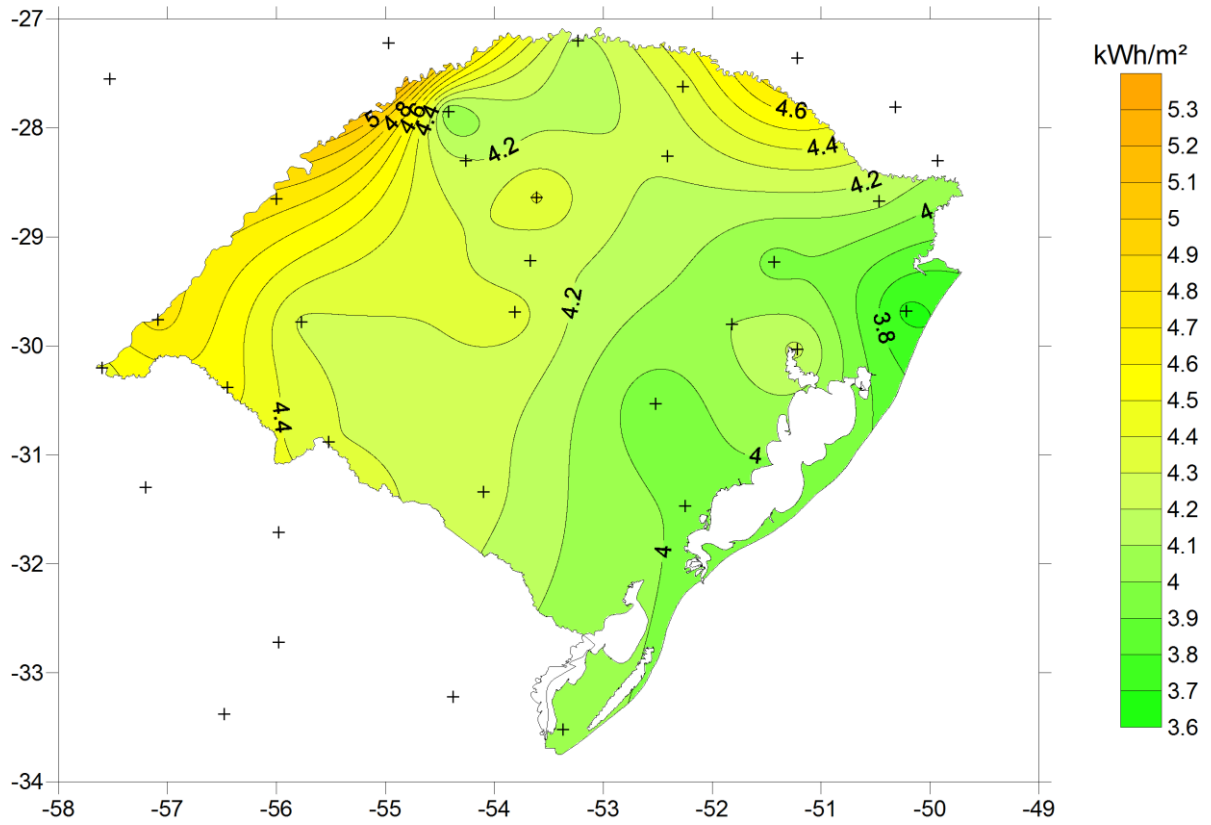


Figura 6.9 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Setembro.

Fonte: pelo Autor

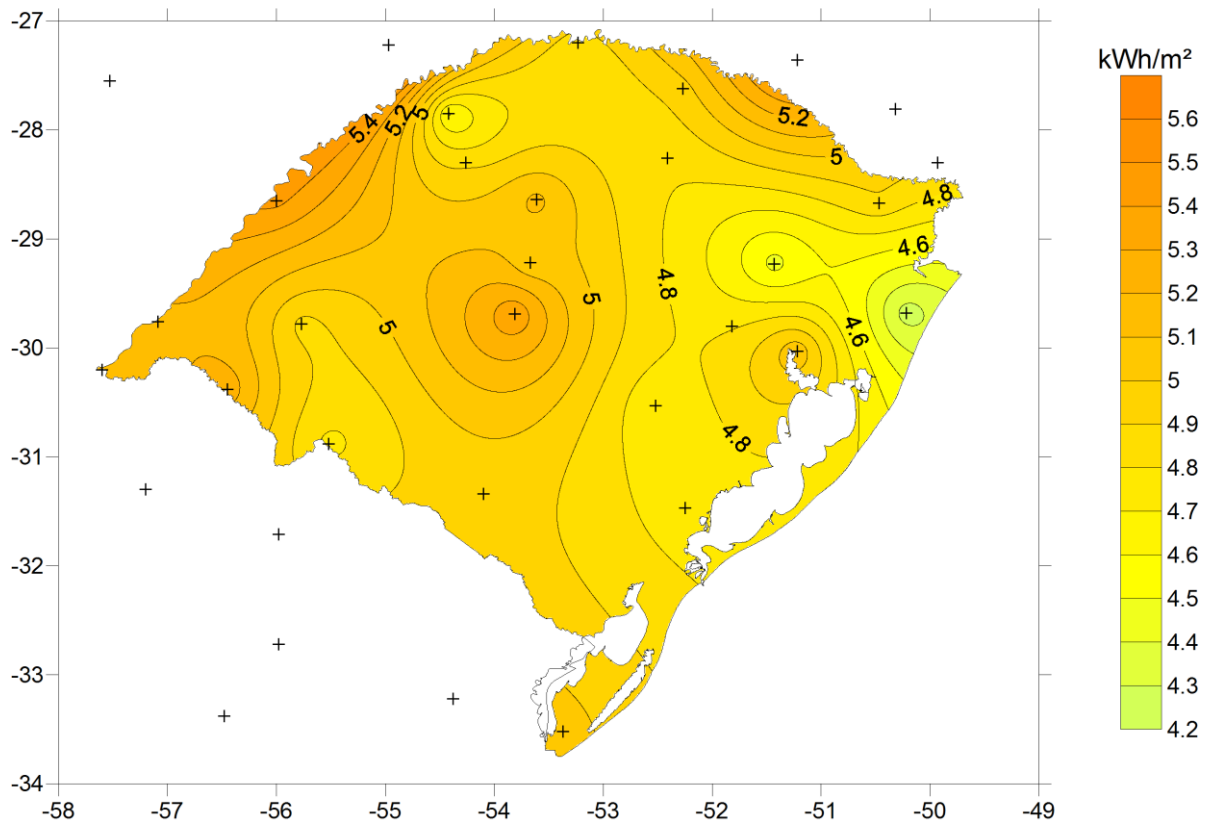


Figura 6.10 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25° .Outubro.

Fonte: pelo Autor

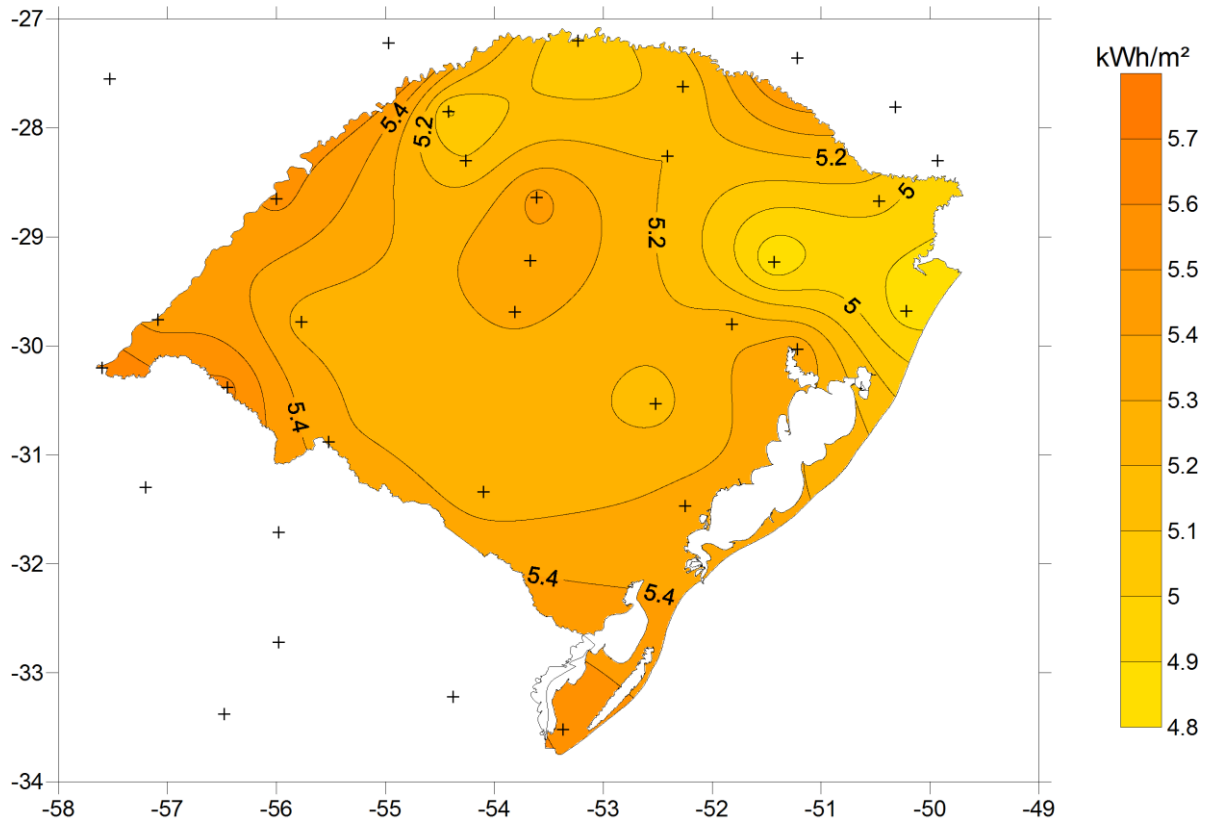


Figura 6.11 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Novembro.

Fonte: pelo Autor

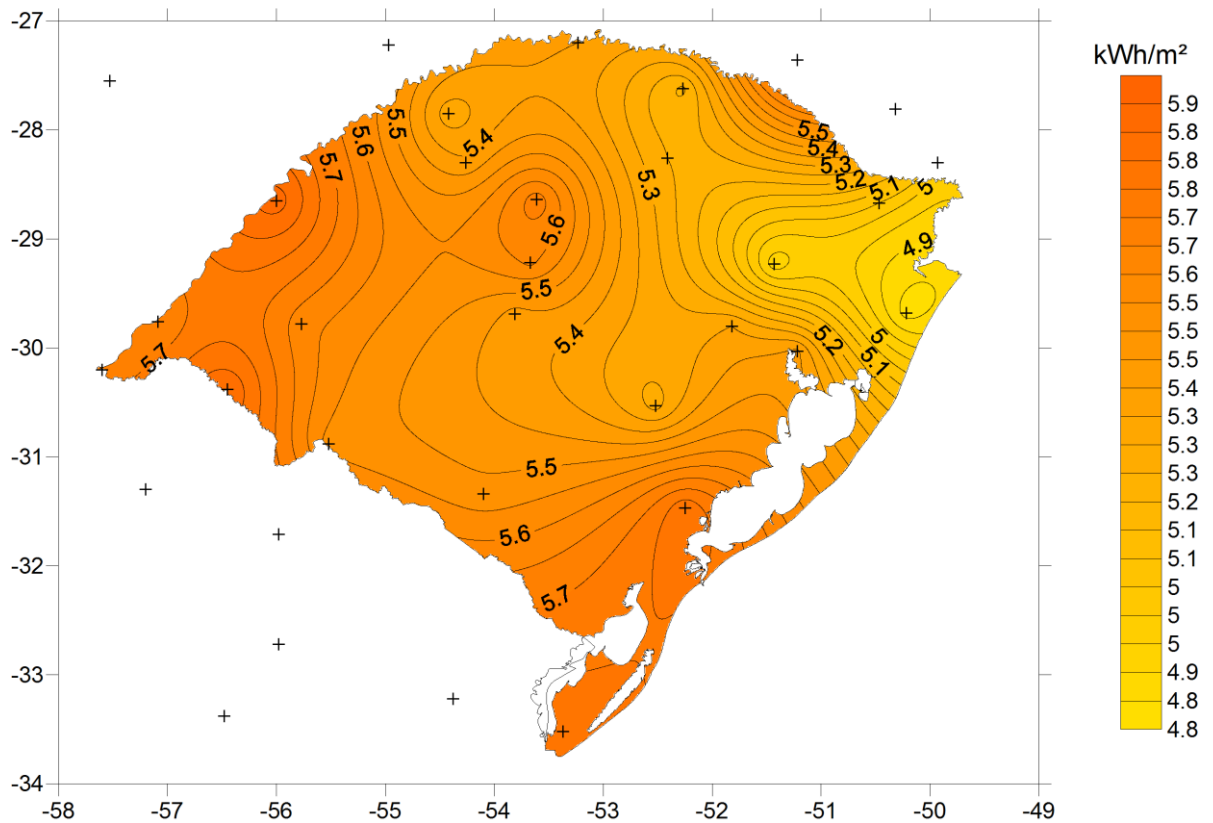


Figura 6.12 - Mapa de irradiação solar diária em média mensal no plano inclinado a 25°. Dezembro.

Fonte: pelo Autor

6.2 Custos Envolvidos

O estado do Rio Grande do Sul possui 64 subestações nas tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, sendo 44 pertencentes à rede básica. A potência total de transformação destas subestações está na ordem de 8.043,96 MVA. Em se tratando de linhas de transmissão o estado possui uma estimativa de 15.058 estruturas, com 6.172,54 km de extensão de linhas de transmissão.

Define-se por linha de transmissão o conjunto de condutores, isoladores, estruturas e acessórios, utilizada para o transporte da energia elétrica entre as subestações e que operam com tensões iguais ou superiores a 69 kV. Linha de transmissão é um circuito elétrico que interliga diferentes tipos de subestações (elevadora, abaixadora, de transmissão), cujo objetivo é o transporte da energia elétrica.

Define-se por subestação um conjunto de equipamentos de manobra e ou transformação e ainda eventualmente de compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia em sistema de potência e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos onde estas faltas ocorrem.

Neste trabalho serão abordadas as subestações que comportam a inserção da carga proposta e linhas de transmissão que operam em 230 kV. As subestações e linhas de transmissão que não compõem a rede básica também não serão apresentadas neste capítulo.

A metodologia utilizada para determinação do custo de linha de transmissão e subestação necessárias à conexão da usina solar ao sistema integrado nacional foi realizada com base no banco de preços ANEEL, conforme Resolução Homologatória N° 758, de 6 de janeiro de 2009.

Para obtenção do custo médio por quilômetro da linha de transmissão necessária a conexão da usina solar ao sistema integrado foi realizado o estudo das linhas de transmissão que operam em 230 kV no estado do Rio Grande do Sul. A tensão de operação foi determinada em função da conexão da usina solar ocorrer em nível de transmissão.

A partir das características climáticas do Estado do Rio Grande do Sul e das características das linhas de transmissão instaladas no estado optou-se por utilizar uma linha de transmissão 230 kV do tipo auto portante, em circuito simples, com fundações do tipo grelha utilizando condutor 636,0 MCM com $321,84 \text{ mm}^2$ de área da seção transversal, do tipo Grosbeak. Os cabos pararraios de 9,15 mm, código Aço 3/8 a dois condutores. O custo médio de 1 km de linha de transmissão na presente especificação para a região sul é de R\$ 301.383,49 conforme estabelece a Resolução Homologatória N° 758, de 6 de janeiro de 2009.

Para a obtenção do custo médio da subestação necessária a conexão da usina solar foram verificados os seguintes parâmetros:

- Tensão de Operação: 230 kV;
- Potência da instalação: 30 MVA;
- Entrada de Linha 230 kV;
- Conexão de transformador;
- Transformador;

O valor tabelado do custo médio para a região sul da subestação necessária à conexão é de R\$ 9.131.822,76, conforme estabelecido na Resolução Homologatória N° 758, de 6 de janeiro de 2009. Porém não há no banco de preços ANEEL valor de referência para transformador de 30 MVA para a tensão correspondente. Como forma de apresentar um custo coerente utilizou-se um fator redutor na proporção 3/5 buscando aproximar o custo médio ao mercado, desta forma o custo da subestação é de R\$ 5.500.000,00.

A Figura 6.13 apresenta o custo de linhas de transmissão em 230 kV para usina fotovoltaica de 30 MW_p.

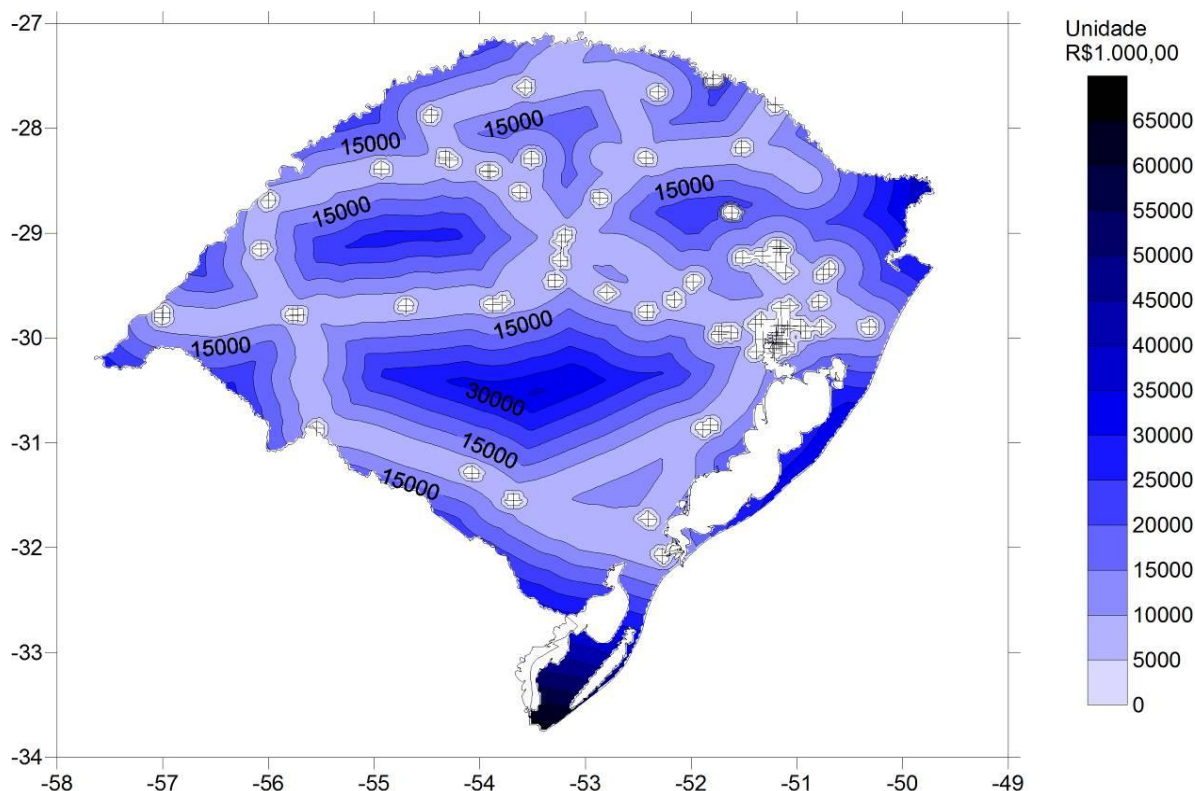


Figura 6.13 - Custo de Linha de transmissão em 230 kV para instalação de Usina Fotovoltaica de 30 MW_p, incluindo Subestação.

Fonte: pelo Autor

Para a inserção de usina solar fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul é necessário realizar a conexão com o Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir da Figura 6.13, é possível verificar os pontos de inserção onde os custos de conexão são mais atrativos. Em um raio de 1 km da Subestação existente não foram considerados custos de conexão da nova usina com o sistema interligado nacional

6.3 Metodologia Utilizada Para Obtenção da Produtividade Fotovoltaica

Para fins de cálculo da conversão da energia solar em energia elétrica foram selecionados componentes com características típicas. O módulo selecionado foi o Yingli modelo YL 245P-29b, por se tratar de um típico módulo policristalino produzido atualmente. O inversor de frequência selecionado foi da marca Ingeteam – Ingecon-Sun Power Max Multi-MPPT, sendo utilizada uma curva de eficiência de um modelo típico utilizado em instalações de grande potência, além de estarem de acordo com a IEC 62109, (2010). Estes componentes apresentam as características típicas dos equipamentos disponíveis no mercado para esta aplicação, apresentando qualidade e confiabilidade adequada às instalações fotovoltaicas de grande porte.

O programa utilizado para esta aplicação foi o RADIASOL2, desenvolvido no LABSOL – Laboratório de Energia Solar da UFRGS. Este programa foi utilizado para calcular os valores de irradiação diária sobre uma superfície inclinada, partindo do valor de irradiação diária em média mensal sobre uma superfície horizontal. O programa foi modificado para produzir informações, a cada hora ao longo de um ano, sobre a conversão de energia solar em elétrica, a partir dos valores de radiação solar diária e média mensal. A equação calcula a potência injetada no sistema integrado nacional – SIN, considerando as diversas eficiências do sistema necessário para a conversão de energia solar em energia elétrica. A conversão de energia solar em energia elétrica foi realizada a partir da Equação. 6.1.

$$P_{INJ} = P_{STD} \left[\frac{I_{bT} F_{\theta} + I_{dT}}{1000} \right] F_G F_T F_{ASS} F_{Fio} \eta_{CC} \eta_{SPMP} \eta_{TRAFO} \quad (6.1)$$

onde:

P_{INJ} = potência elétrica injetada na rede, em média na hora considerada;

P_{STD} = potência nominal do arranjo fotovoltaico (nas condições padronizadas);

I_{bT} = irradiância direta média sobre superfície inclinada na hora considerada;

I_{dT} = irradiância difusa média sobre superfície inclinada na hora considerada, incluindo a irradiância refletida pelo solo;

F_{θ} = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do ângulo de incidência da radiação solar direta. Este fator é dado pela relação entre a refletividade de apenas uma interface do vidro no ângulo de incidência da radiação direta e a refletividade do vidro com incidência normal;

F_G = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do fluxo de radiação solar incidente;

Com uso do software CREARRAY (LABSOL) e com os dados do módulo fotovoltaico selecionado, foi feito um estudo da variação da potência exclusivamente com a irradiância solar, uma vez que esta relação não é linear para baixas irradiâncias, resultando em uma equação para correção da potência em função da irradiância, conforme Equação. 6.2 e Equação 6.3.

$$G = I_{bT}F_{\theta} + I_{dT} \quad (6.2)$$

$$F_G = \frac{\frac{G}{G_{STC}}}{\frac{G}{G_{STC}} + \left(n_0 + n_1 \frac{G}{G_{STC}} + n_2 \left(\frac{G}{G_{STC}} \right)^2 \right)} \quad (6.3)$$

onde

$$n_0 = 0,002107, n_1 = -0,01045126, n_2 = 0,001;$$

Os coeficientes n_0 , n_1 e n_2 foram determinados com os resultados obtidos através do programa CREARRAY, onde foi simulado o comportamento do módulo Yingli modelo YL 245P-29b quando exposto a diversos valores de irradiância solar. Foi obtida uma curva a partir dos valores de potência obtidos do módulo em função da irradiância e os coeficientes n_0 , n_1 e n_2 foram determinados para o ajuste da curva obtida com a Equação. 6.3.

F_T = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função da temperatura da célula conforme a Equação 6.4. Segundo o fabricante do módulo, o coeficiente de variação da potência com a temperatura é 0,45%/°C.

$$F_T = 1 - 0,0045[T_C - 25^\circ] \quad (6.4)$$

T_C = temperatura da célula, calculada para cada hora em função da temperatura ambiente e da irradiância solar. A temperatura ambiente é dada pelo software Radasol 2, onde Krenzinger (1987) demonstrou que, para baixas velocidades de vento, a temperatura das células é proporcional à irradiância recebida pelo módulo. Associando esta informação com a definição da temperatura nominal de operação da célula (T_{NOC}) obtém-se a Equação. 6.5, que foi utilizada.

$$T_c = T_{amb} + \left[\frac{T_{NOC} - 20}{800} \right] [B_T F_\theta + D_T] \quad (6.5)$$

onde:

T_{amb} = temperatura ambiente;

T_{NOC} = 46°C segundo o catálogo do fabricante;

F_{ASS} = fator de correção da potência em função das perdas por associação de módulos. Neste trabalho foi considerada constante com valor de 0,98. Uma perda de 2% pelo fato dos módulos não serem exatamente iguais é considerado padrão em sistemas de grande porte [PVSYST, 2013];

F_{FIO} = fator associado às perdas relativas às resistências elétricas dos cabos, tanto no arranjo fotovoltaico como no lado CA. Como as perdas por efeito Joule são proporcionais ao quadrado da intensidade de corrente, foi utilizada a Equação. 6.6 que confere uma perda de 3% na condição de potência nominal, valor proposto em PVSYST (2013);

$$F_{Fio} = 1 - 0,03 \left[\frac{I_{bT} F_{\theta} + I_{dT}}{1000} F_G F_T F_{ASS} \right]^2 \quad (6.6)$$

$\eta_{CC/CA}$ é a eficiência de conversão de corrente contínua a alternada do inversor;

Segundo [Rampinelli ,2010] a estimativa da eficiência de conversão de um inversor se dá em função do seu carregamento com parâmetros dependentes da tensão de utilização, conforme as Equações. 6.7, 6.8 e 6.9.

$$\eta_{CC/CA} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_N}}{\frac{P_{CA}}{P_N} + \left(k_0 (V_{CC}) + k_1 (V_{CC}) \frac{P_{CA}}{P_N} + K_2 (V_{CC}) \left(\frac{P_{CA}}{P_N} \right)^2 \right)} \quad (6.7)$$

onde:

P_{CA} = potência de saída,

P_N = potência nominal,

$$P_{CC} = P_{STD} \left[\frac{I_{bT} F_{\theta} + I_{dT}}{1000} \right] F_G F_T F_{ASS} F_{Fio} \quad (6.8)$$

$$P_{CA} = P_{CC} \frac{0,98}{900} \quad (6.9)$$

onde:

k_0 , k_1 e k_2 são parâmetros dependentes da tensão de saída do arranjo fotovoltaico, conforme [Rampinelli, 2010] que foram obtidos por ajuste da curva de eficiência de um inversor típico utilizado nas instalações fotovoltaicas de grande porte, obtendo-se os seguintes valores:

$$k_0 = 0,001055, k_1 = 0,008783, k_2 = 0,005837;$$

A eficiência η_{SPMP} consiste na eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e que neste trabalho foi considerada constante com valor de 0,99.

$$\eta_{SPMP} = 0,99$$

O fator de dimensionamento do inversor foi de 0,9, e considerando uma potência da instalação de 1 kWp para realizar o cálculo da produtividade, o que resulta em:

$$P_N = 900$$

A eficiência η_{TRAFO} consiste na eficiência do transformador de baixa para média/alta tensão e neste trabalho foi considerada com pequenas variações de acordo com o carregamento. A partir da Figura 6.14 que apresenta a curva de eficiência para transformadores de 300 kVA, foram ajustados os parâmetros para as Equações. 6.10 e 6.11:

$$P_R = \frac{P_{CA}}{P_N} \quad (6.10)$$

$$\eta_{\text{TRAFO}} = 0,9365 + 0,3156P_R - 0,7007P_R^2 + 0,638121P_R^3 - 0,207087P_R^4 \quad (6.11)$$

A Figura. 6.14 apresenta o comportamento típico das eficiências dos condutores F_{FIO} , do transformador η_{TRAFO} e do inversor $\eta_{\text{CC/CA}}$ em função da potência relativa. Os dados de eficiência do transformador η_{TRAFO} foram obtidos a partir de Cardoso (2005).

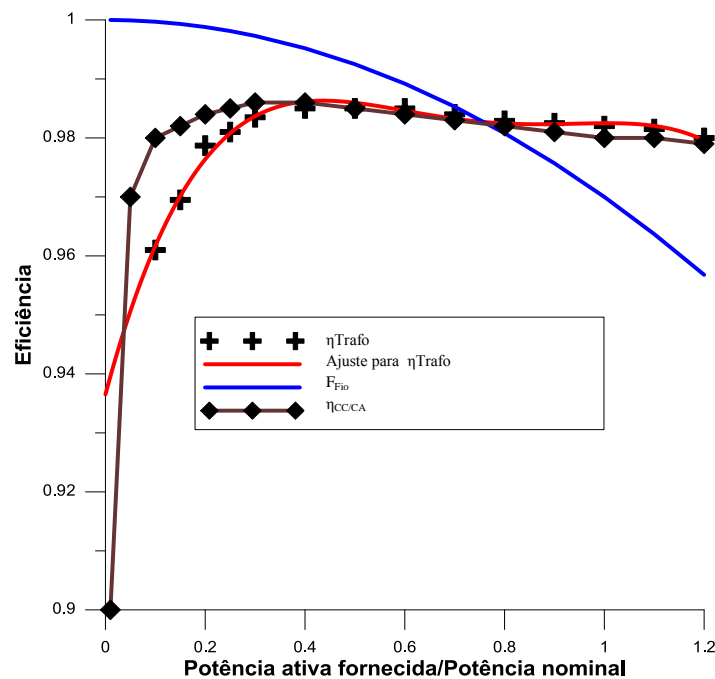


Figura 6.144 - Curvas das eficiências dos condutores F_{FIO} , do transformador η_{TRAFO} e do inversor $\eta_{\text{CC/CA}}$ em função da potência relativa.

Fonte: pelo Autor.

A energia elétrica produzida em um ano é dada pela Equação 12.

$$E_R = \sum_{m=1}^{12} \sum_{n=1}^{ndm} \sum_{h=1}^{24} P_{INJ} \quad (6.12)$$

onde:

E_R = energia produzida;

ndm = número de dias do mês,

A produtividade final Y_F é definida como a energia elétrica anual injetada na rede por unidade de potência nominal do gerador fotovoltaico conforme Equação. 6.13.

$$Y_F = \frac{E_R}{P_{NG}} \quad (6.13)$$

A partir dos dados de produtividade fotovoltaica obtida foi gerado o gráfico apresentado na Figura. 6.15, que mostra a produtividade fotovoltaica para o estado do Rio Grande do Sul.

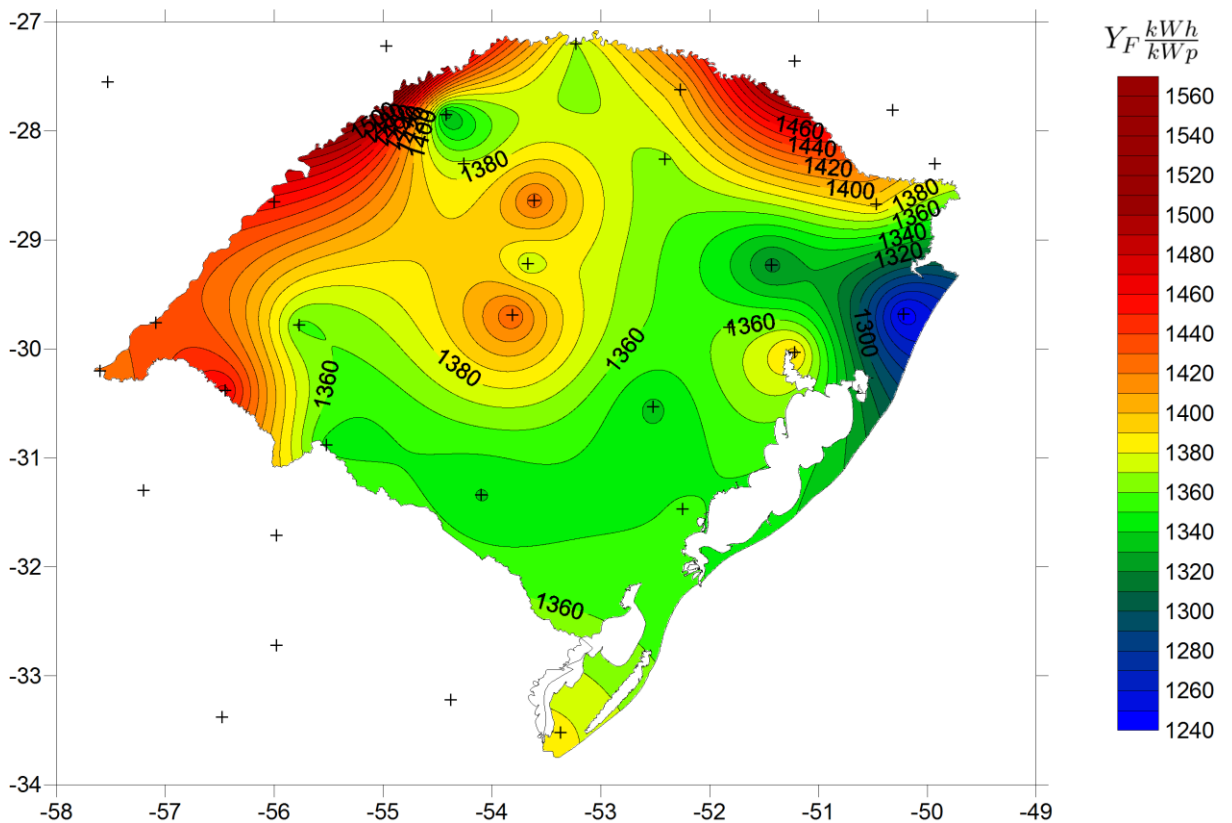


Figura 6.15 - Produtividade fotovoltaica Y_F .

Fonte: pelo Autor

A partir da análise da Figura 6.15 é possível verificar que a região noroeste do estado do Rio Grande do Sul apresenta maior produtividade fotovoltaica que as demais regiões do estado. Cabe salientar que a produtividade fotovoltaica está diretamente relacionada à região de instalação da usina fotovoltaica, pois neste caso somente a radiação solar incidente é variável uma vez que o arranjo foi considerado padrão para todos os locais estudados. É possível concluir que a produtividade fotovoltaica típica do estado do Rio Grande do Sul está na faixa de 1380 kWh/kW_p ano apresentado um fator de capacidade de 16 %.

Conforme descrito em ABINEE, (2012), o preço de mercado descrito pela publicação PHOTON Internacional indica que o preço médio do módulo fotovoltaico de origem asiática vendido na Alemanha rompeu a barreira de 1 €/W, segundo uma amostra de 7.153 modelos, conforme Figura. 6.16

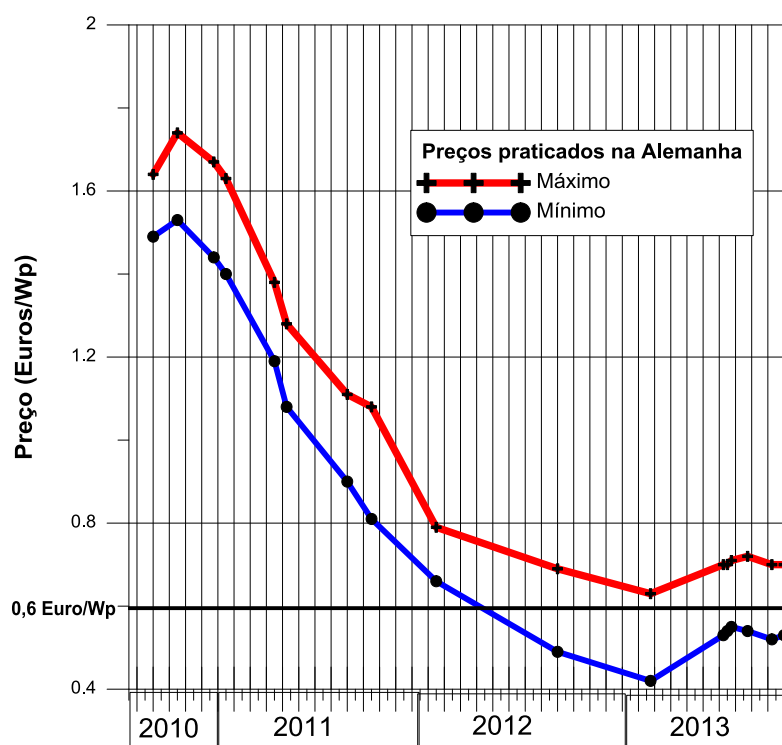


Figura 6.16 – Tendência de preços de módulos chineses praticados na Alemanha.

Fonte: PV-Magazine, (2013)

Há uma dispersão de valores em torno do valor médio 0,98 €/Wp, com módulos variando entre 0,70 e 1,25 €/Wp.

Também para os inversores, conforme descrito em ABINEE (2012) a amostra levantada pela PHOTON International, realizada com 1.301 modelos utilizados no mercado alemão contendo o preço dos inversores, apresenta uma variação entre 0,11 €/Wp e 0,24 €/Wp. Cabe

ressaltar que os preços para inversores com potência acima de 10 kW, estão na faixa de 0,19 €/Wp

Os demais itens de custo que compõem sistemas fotovoltaicos são relacionados a equipamentos e serviços. Estes custos estão diretamente relacionados às condições específicas de cada instalação. Os equipamentos podem ser descritos como estruturas metálicas para fixação dos módulos, cabos, disjuntores, quadros elétricos. Os serviços podem ser descritos como o projeto básico e executivo de engenharia, autorização na ANEEL, licenciamento e instalação do projeto.

Segundo estudo apresentado pela ABINEE em 2012 o custo nacionalizado dos inversores e painéis fotovoltaicos é de 3,87 R\$/W_p, para realização desta estimativa de custos foram aplicados os seguintes tributos:

- Incidência de imposto de importação (II) sobre módulos igual a 12% e inversores importados (14%);
- A alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre módulos fotovoltaicos continua sendo de 0%, conforme Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) anexa ao Decreto nº 7.660, de 23/12/2011. Há, entretanto, incidência de alíquota de IPI de 15% sobre os inversores importados. Os inversores nacionais recebem redução no IPI, como parte dos incentivos da Lei da Informática, que pode chegar a 100% sob alguns condicionantes;
- Incidência de ICMS sobre inversores para o estado do Rio Grande do Sul considerada 17% ;
- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%);
- Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;
- Aquisição de projetos e demais componentes nacionais (estrutura de fixação de módulos, disjuntores, cabos etc.).

O estudo apresentado na Nota técnica EPE (2012) referente ao preço da energia estimado para uma usina solar fotovoltaica está na ordem de 400 R\$/MWh, considerando valor fixado de instalação em 5.200 R\$/kWp.

Conforme Resolução Normativa da ANEEL nº 481, de 17/04/2012, a TUSD - tarifa de uso do sistema de distribuição e a TUST – tarifa de uso do sistema de transmissão possuem redução de 80% nos 10 primeiros anos e de 50% após este período, sendo assim a potência da instalação foi fixada em 30 MWp em função dos incentivos descritos.

Para este estudo os custos considerados estão apresentados na Tabela. 6.1. A usina solar proposta possui 30 MWp, o preço dos módulos e inversores utilizados para este estudo são respectivamente 0,6 e 0,15 €/Wp, considerando uma taxa de câmbio de 3,00 R\$/€. Os demais custos foram estimados a partir dos estudos publicados pela ABINEE.

Tabela 6.1– Custo do empreendimento - R\$/W_p, vida útil do projeto 25 anos e substituição dos inversores de frequência em 12,5 anos.

Fonte: pelo Autor

	Custo (R\$)*	Custo (R\$)**
Custo Módulos e Inversores	99.600.000,00	126.670.000,00
Custo Cabos e Proteções	13.100.000,00	13.100.000,00
Custo Sistema de Fixação	14.000.000,00	14.000.000,00
Demais Custos (Projetos, conexão, terreno, etc.)	18.000.000,00	18.000.000,00
Total	144.700.000,00	171.770.000,00
R\$/W	4,82	5,73

* Não considera a substituição dos inversores de frequência

** Considera a substituição dos inversores de frequência

A partir dos resultados apresentado em ABINEE, (2012), verifica-se uma progressão linear de custo de energia para um fator de capacidade de 18,5%. Evidentemente para lugares com irradiação muito diferente esta aproximação não seria razoável, mas como para o Estado do Rio Grande do Sul o fator de capacidade médio é de 16 %, é seguro considerar uma aproximação linear que mantenha proporção com a produção de energia. A partir da regressão linear do custo de energia, apresentada na Figura 6.17, foi gerada uma reta cuja equação foi seguida para o cálculo do preço de venda de energia, conforme apresentado na Equação. 6.14.

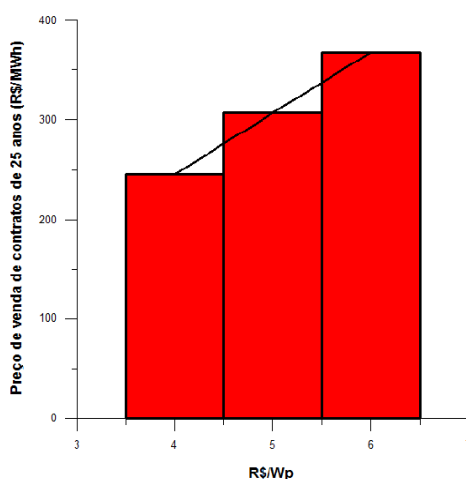


Figura 6.17 – Preço de venda de contratos.
Fonte: ABINEE (2012) adaptado

$$P = [a * (c + cls / P_{STD}) + b] * fc * 8760 / Y_F \quad (6.14)$$

onde:

P = preço da energia (R\$/MWh)

a = 61 (Coeficiente angular da reta de regressão obtida através do gráfico da Figura 6.17);

b = 2 (coeficiente linear da reta de regressão obtida através do gráfico da Figura 6.17);

c = 5,73 (relação R\$/W_p obtida através da Tabela. 6.1);

cls = custo da linha de transmissão e subestação necessárias a interligação da unidade geradora ao sistema interligado nacional, conforme apresentado na Figura 6.13;

P_{STD} = potência nominal da usina (30 MW_p);

fc = fator de capacidade;

8760 = número de horas de um ano;

Y_F = Produtividade fotovoltaica

O resultado dos cálculos obtidos através da Equação. 6.14 foram inseridos no programa Surfer gerando um gráfico da distribuição do preço de venda da energia produzida no Estado do Rio Grande do Sul em função da posição geográfica da usina.

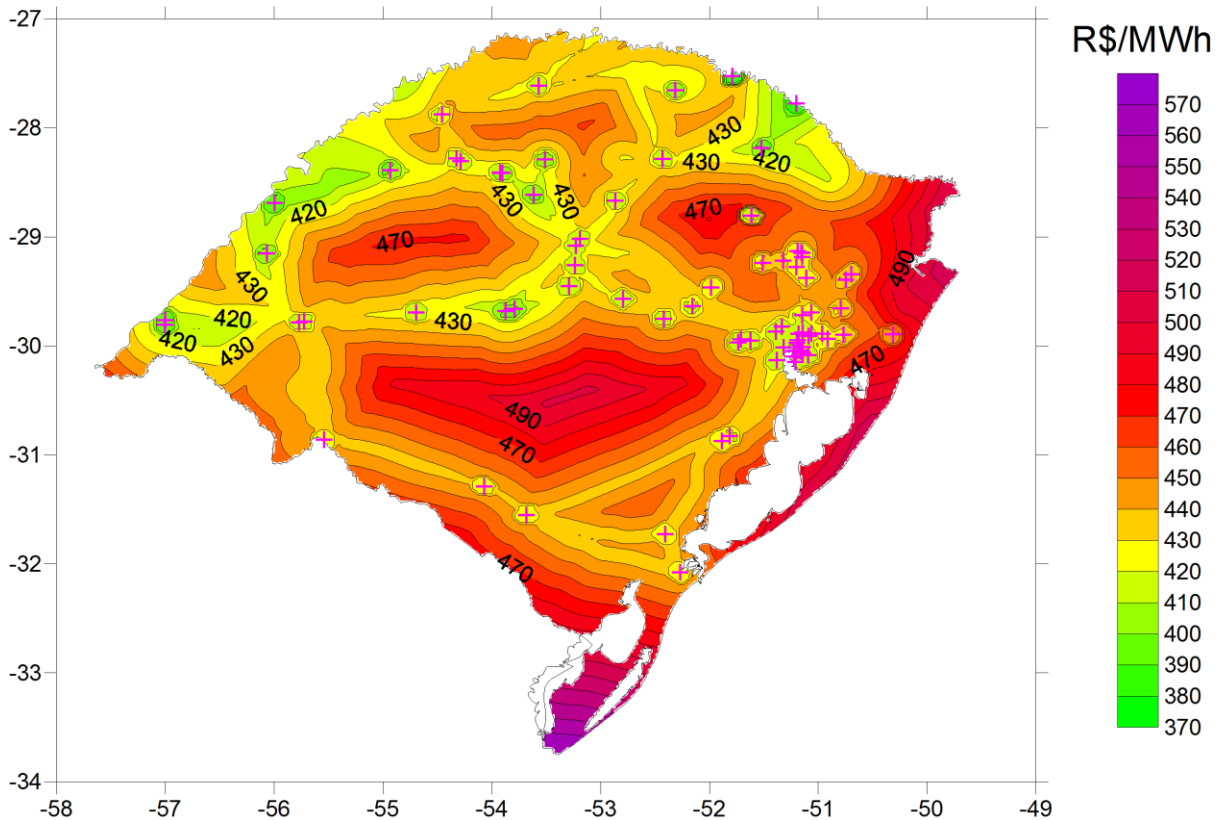


Figura 6.18 -Preço do energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas.

Fonte: pelo Autor

A partir da análise do mapa é possível constatar que a os locais onde há possibilidade de conexão direta ao sistema, ou seja, conexão em de subestação e linha de transmissão existentes possuem maior viabilidade econômica de instalação de uma usina solar fotovoltaica. Nestes locais, os preços praticados nos leilões de compra de energia estariam no patamar de 370 R\$/MWh. Verifica-se também que a região litorânea do estado e o extremo sul não se mostra promissora para a instalação da usina solar fotovoltaica considerada neste estudo. Os locais com maiores irradiações e próximos às subestações apresentariam o menor preço de venda da energia produzida, ou seja, principalmente no noroeste do estado, região central e região metropolitana de Porto Alegre. O cenário apresentado é conservador do ponto de vista financeiro considerando taxa interna de retorno TIR de 7,5%, incidência de imposto de importação (II), imposto sobre produtos industrializados (IPI), imposto sobre produtos industrializados (TIPI), incidência de ICMS, PIS, COFINS, utilização de valores representativos de serviços aduaneiros.

Como forma de estabelecer uma comparação entre o preço da energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas foi realizada nova análise mantendo os índices de produtividade fotovoltaica para o estado do Rio Grande do Sul, e a relação R\$/W_p apresentada na tabela 6.1.

Este novo cenário considerou uma taxa interna de retorno TIR de 0%, não foram considerados os custos de linha de transmissão e subestação. Para estudar o custo mínimo da oferta de energia elétrica gerada por usinas fotovoltaicas no estado do Rio Grande do Sul e a realização das análises financeiras deste empreendimento foi utilizada uma planilha financeira de fluxo de caixa onde os seguintes parâmetros foram fixados:

- Prazo de recuperação de investimento: 20 anos;
- Prazo de carência: 02 anos;
- Percentual de Financiamento: 80% do investimento total;
- Juros do financiamento a 2% ao ano;
- Seguro: 0,3% ao ano;
- Perda de eficiência nos módulos: 0,5% ao ano;
- Depreciação do inversor de frequência: 10 anos de operação;
- Custos de operação e manutenção: 1% ao ano (considerando o investimento total);
- Imposto de Renda: 25%;
- Taxa ANEEL: 0,5% ao ano ;
- Contribuição Social sobre Lucro Líquido: 9% ;
- Fator de Capacidade: variável ;
- Valor do investimento em R\$/W_p: variável;

Esta planilha financeira de fluxo de caixa foi testada com valores de investimento e taxa interna de retorno - TIR conforme as publicações citadas anteriormente e se mostrou muito coerente. Comprovou-se com o uso da planilha financeira de fluxo de caixa que a relação entre custo da energia e o valor do investimento é bastante linear no intervalo considerado. Esta, foi então utilizada para encontrar o custo da energia que remunera o investimento sem considerar lucro algum, isto é, para um resultado de taxa interna de retorno - TIR igual a zero.

A partir dos resultados extraídos da planilha financeira, é seguro considerar uma relação linear do investimento com o preço em R\$/MW_p para uma taxa interna de retorno - TIR igual a zero. Seguindo os dados apresentados pela planilha financeira e após simulações, foi gerada uma reta cuja equação foi seguida para o cálculo do preço de venda de energia, conforme apresentado na Equação. 6.15.

$$P = [a - b * Y_F] * c \quad (6.15)$$

onde:

P = preço da energia (R\$/MWh);

$a = 112,12$ (Coeficiente angular da reta de regressão obtida através das simulações da planilha financeira);

$b = 0,04168$ (coeficiente linear da reta de regressão obtida através obtida através das simulações da planilha financeira);

$c =$ relação R\$/Wp no capital investido (para o resultado apresentado foi aplicado o valor $c = 4,83$ obtido através da Tabela. 6.1);

Y_F = Produtividade fotovoltaica;

O resultado dos cálculos obtidos através a Equação. 6.15 foram inseridos no programa Surfer gerando um gráfico da distribuição do preço de venda da energia produzida no Estado do Rio Grande do Sul em função da posição geográfica da usina.

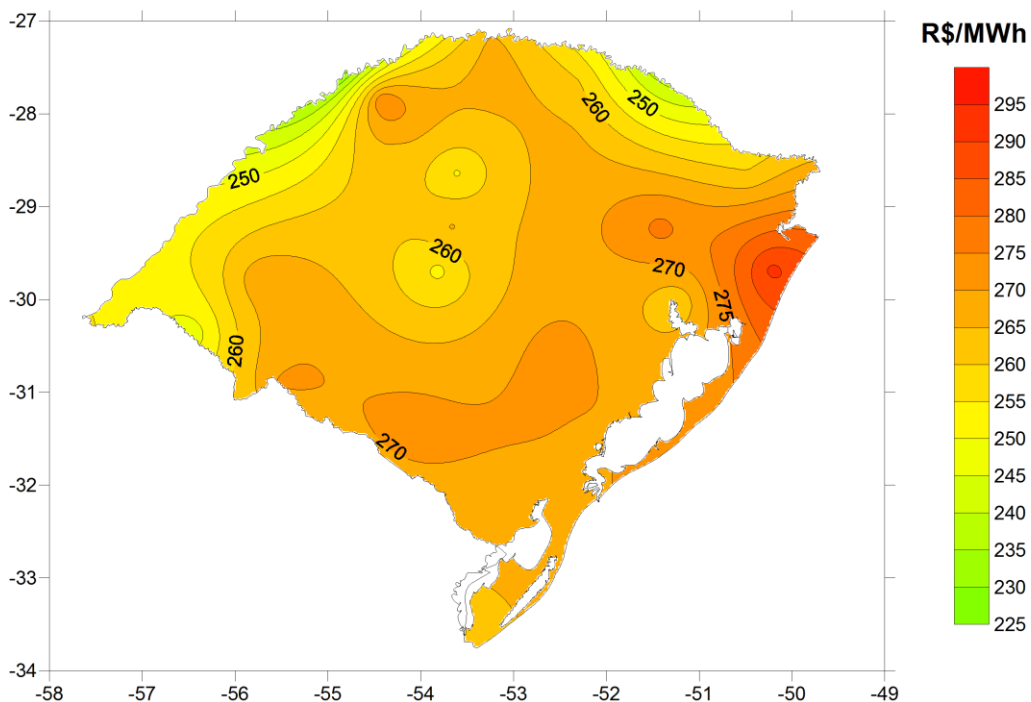


Figura 6.19 -Preço da energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas.

Fonte: pelo Autor

A partir da análise do mapa é possível constatar que com incentivo fiscais e redução da taxa interna de retorno - TIR a inserção de usina Solar Fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul é viável.

O preço inicial praticado no leilão de compra de energia exclusivo para fonte solar no estado de Pernambuco foi de 250 R\$/MWh semelhante a estimativa de preço apresentada na Figura 6.19, salienta-se que a irradiação solar incidente no estado de Pernambuco é semelhante a irradiação solar incidente no estado do Rio Grande do Sul, sendo assim, os indicativos de viabilidade desta fonte no estado do Rio Grande do Sul se tornam mais latentes.

Atualmente, em função baixo nível dos reservatórios, e dos cumulativos recortes de demanda, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD da primeira semana de fevereiro de 2014, atingiu o limite máximo definido pela ANEEL para o ano de 2014, de 822,83 R\$/MWh, de acordo com dados da CCEE. O valor do PLD atual é muito superior ao preço médio apresentado para a instalação de uma usina Solar Fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul que é de 260 R\$/MWh. Os comparativos entre estes dois valores demonstram uma ampla margem de preço, porém é necessário considerar as variações sazonais dos preços praticados no PLD ao longo do ano.

O comparativo dos preços mínimo apresentados nos mapas de preço da energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas das Figuras 6.18 e 6.19, demonstra uma redução de 40% do preço da energia. Esta redução se dá basicamente em função de ajustes financeiros como taxas de juros, TIR, e redução de impostos, ambos os mapas foram produzidos com base nos mesmos dados de produtividade fotovoltaica. A redução apresentada demonstra indicativos de viabilidade de inserção de usina Solar Fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A partir do estudo de viabilidade econômica da instalação de uma usina solar fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul é possível constatar que a utilização de conexão existente, linhas de transmissão e subestação é fator determinante para a viabilidade econômica. A radiação solar incidente no estado do Rio Grande do Sul é pouco variável considerando as diferentes regiões do estado. As diversas regiões possuem patamares de radiação solar que resultam na produtividade fotovoltaica variando de 1240 a 1560 kWh/kWp-ano.

Foram expostos dados de irradiação solar incidente no estado do Rio Grande do Sul para estimativa do potencial energético proveniente do Sol que resultaram na seleção de pontos ótimos para a instalação de Usinas de Geração Fotovoltaica Centralizada.

Também foi realizado um estudo sobre as possibilidades de acesso à subestação e linha de transmissão próximas aos pontos selecionados apresentados em mapas correlacionando custos.

Como parte do estudo, foram verificadas as características do Setor Elétrico Nacional bem como os requisitos necessários para realização de solicitação de acesso de novos empreendimentos de energia elétrica.

Foi desenvolvida metodologia de análise para instalação de usina solar apresentando os aspectos econômicos necessários à instalação de uma Central Geradora Fotovoltaica.

Foram obtidos mapas de irradiação solar inclinados a 25° para o norte e desenvolvida metodologia para o cálculo a produtividade fotovoltaica.

A integração da geração fotovoltaica às demais fontes de energia exploradas no Estado do Rio Grande do Sul é impulsionada pelas tendências mundiais de produzir energia com fontes alternativas e principalmente para o caso brasileiro, como forma de diversificação da matriz energética.

Os valores obtidos para o preço da energia produzida por uma usina Solar Fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul se mostraram compatíveis com os preços praticados no mercado, considerando os preços apresentados na Figura 6.19. Os resultados apresentados no trabalho podem nortear a decisão da instalação de projetos e os pontos a serem trabalhados, além de guiar os investidores sobre as possibilidades atuais de inserção de usinas de grande porte caso ocorram incentivos.

A partir da metodologia apresentada, foi possível atingir os objetivos deste trabalho, bem como definir pontos viáveis para a instalação de uma Usina de Geração Fotovoltaica centralizada.

A redução de preço estabelecida através da comparação dos preços demonstrados nas Figuras 6.18 e 6.19 evidencia a necessidade de políticas de incentivo e redução de impostos como forma de acelerar a viabilidade de inserção da fonte solar fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul.

As recomendações para trabalhos futuros que possam vir a utilizar esta dissertação são inúmeras, porém apresentamos algumas possíveis sugestões:

Estudar com mais detalhes alguns um maior número de pontos que apresentam possibilidade de instalação de Usina de Geração Fotovoltaica Centralizada.

Estudar a variabilidade da radiação solar ao longo dos anos para estimar a variação da energia elétrica produzida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, M. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. São Paulo: Dissertação de Mestrado, 2012.

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, Preparado por Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE, Julho de 2012.

CARDOSO, P. M. **Adaptação de um Sistema de Medição de Gases Dissolvidos em Óleo Mineral Isolante para Monitoração de Múltiplos Transformadores de Potência**. *Dissertação de Mestrado*, UFSC/CT/PPGMCI – Programa de Pós-Graduação em Metrologia Científica e Industrial, Florianópolis, SC, 2005.

COLLARES, S. e Pereira, E. B. “**Atlas de Irradiação Solar do Brasil**”. INMET e LabSolar-UFSC, Florianópolis 1998.

COLLARES-PEREIRA, M. e Rabl, A.”**The average distribution of solar radiation fraction correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values**”, *Solar Energy*, v. 22, 1979.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Sálvio Brito. **Atlas Solarimétrico do Brasil**”. 2000.

DUFFIE, J.A., BECKMAN, W.A. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. John Wiley & Sons 1991.

ELETOBRÁS, “**Atlas Solarimétrico do Brasil**” Disponível em: <http://www.eletobras.gov.br> Acessado em Outubro de 2013, 2000.

EPE, 2012. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**, 2012.

EPIA. **Market Report**. European Photovoltaic Industry Association. [S.l.] 2013.

IEC 62109. *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems* 2010.

GASPARIN, F. **Análise de efeitos Transientes na Caracterização Elétrica de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre. Tese de Doutorado, 2012.

IPAGRO. Seção de Ecologia Agrícola. “**Atlas Agroclimático do Estado do Rio Grande do Sul**”. V. 1. Porto Alegre, 1989.

KESSLER, M. C. e CORBELLA, O. D. “**Mapas da radiação solar diária total media mensal sobre superfície horizontal para o Rio Grande do Sul para os 12 meses do ano**”. Atas do 2º Congresso Latino-Americano de Energia Solar. v. 1. pp. 61-80. João Pessoa – Paraíba -BR 1979.

KRENZINGER, A. **Contribución al Diseño de Sistemas Fotovoltaicos con Paneles Bifaciales en Combinación com reflectores Difusos de Carácter General**. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, E. T. S. I. de Telecomunicación, España. 1987.

KRENZINGER, A. “**RADIASOL - Programa para a determinação da radiação solar sob superfícies com diferentes ângulos de inclinação**”. Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre 1998.

MACAGNAN, M. H. “**Estudo de Modelos de Sintetização de Dados de Radiação Solar**”. Dissertação de Mestrado. UFRGS, Porto Alegre, Brasil 1989.

MAGNOLI, D. SCALZARETTO. R. **Geografia, Espaço, Cultura e Cidadania**. São Paulo: Moderna, 1998.

MARTINAZZO, C. A., “**Modelos de Estimativa de Radiação Solar para Elaboração de Mapas Solarimétricos**”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil 2004.

MPX, Disponível em <http://www.crea-rj.org.br/wp-content> Acessado em Novembro 2013

ONS, Operador Nacional do Sistema., **Mapa do Sistema Interligado Nacional**, Disponível em <http://www.ons.org.br>. Acessado em Novembro de 2013.

PV-magazine, 201. Disponível em <http://www.pv-magazine.com>. Acessado em Novembro de 2013.

PVSYST., “**Manual de Utilização do Software PVSYST 6**, 2013.

RAMPINELLI, G. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Porto Alegre: Tese de Doutorado, 2010.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**, LABSOLAR, 2004

TIBA, C. et. al., N. “**Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres**”, Ed. Universitária da UFPE, Recife 2000.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. [S.l.]: Oficina de Textos, 2012.

8 Anexo A

Neste Apêndice apresenta-se a metodologia utilizada pelo programa RADSIASOL2 (UFRGS) para obter valores de irradiação diária em média mensal sobre uma superfície inclinada, partindo do valor de irradiação diária em média mensal sobre uma superfície horizontal.

Os dados de partida são:

H::valor de irradiação diária em média mensal sobre uma superfície horizontal ϕ Latitude local;

MÊS: mês correspondente ao cálculo;

β : ângulo de inclinação do plano;

γ : ângulo de orientação azimutal do plano;

A primeira tarefa é obter uma seqüência de valores da fração conhecida como índice de limpidez (ou índice de transparência) K_t , definido pela equação (A.1), onde H e H_o representam respectivamente a irradiação solar diária em um plano horizontal e a irradiação solar diária extraterrestre em um plano paralelo ao plano horizontal.

$$K_t = H / H_o \quad (A1)$$

onde:

H_o : por sua vez pode ser obtido através da equação. (A.2);

$$H_o = \frac{24}{\pi} I_{sc} E_o [\omega_s (\sin \delta \sin \phi) + (\cos \delta \cos \phi \sin \omega_s)] \quad (A2)$$

onde:

I_{sc} é a constante solar, E_o é a correção da excentricidade da órbita da Terra, ϕ é a Latitude, δ é o ângulo de declinação solar do dia em estudo e ω_s é o ângulo horário do pôr-do-sol obtido pela equação (A.3)

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan \delta \tan \phi] \quad (\text{A3})$$

Para esta tarefa, o programa RADIASOL2 faz uso do método das Matrizes de Transição de Markov (MTM), proposto por Aguiar e Collares-Pereira, (1988) e analisado em comparação com outros por Krenzinger e Macagnan, (1988) e Macagnan, (1989).

No modelo de processo de Markov, a probabilidade de que um certo valor de K_t passe do estado i para o estado j está dado pela função de transição P_{ij} . Esta possibilidade de transição tem uma correlação de primeira ordem. As matrizes utilizadas foram construídas com base a medições em várias cidades do Brasil e do Mundo.

Para a geração das seqüências de irradiação solar primeiro se determina o valor médios mensal de K_{tm} aplicando a equação (A.1) com valores médios de H e H_o para o mês em questão, conforme a equação (A 4):

$$K_{tm} = H / H_o \quad (\text{A4})$$

Seleciona-se então uma MTM em função do valor de K_{tm} , com seus valores associados de K_{tmin} e K_{tMax} (valor máximo e mínimo para K_{tm} , estão anotados no arquivo da matriz).

No próximo passo, o estado i inicial é escolhido tomando-se no começo do mês o valor de K_t para um dia com valor médio como dado de partida) e portanto, uma linha da matriz. Este estado permite saber em que intervalo $h = (K_{tMax} - K_{tmin})$ se encontra o valor de K_t^* .

O computador gera um número aleatório R entre 0 e 1, com distribuição uniforme.

Os elementos $P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{ij}$ são somados até que a soma seja maior que R , determinando-se j , o próximo estado de K_t , isto é, o estado em que K_t estará no próximo dia. Para obter o novo valor de K_t é feita uma interpolação linear dentro do intervalo.

O segundo dia da seqüência pertence, conforme foi visto, ao estado j . Repetindo-se os passos anteriores se obtém uma série de K_t com 28, 30 ou 31 valores, dependendo do tamanho do mês.

Como o valor médio de K_t de uma seqüência pode se desviar um pouco do K_{tm} usado como entrada, devido principalmente ao pequeno tamanho da seqüência, são geradas 100

seqüência mensais e é selecionada aquela seqüência que tenha seu valor médio mais próximo do valor de K_{tm} .

Seqüências de dados de radiação solar diária são obtidas multiplicando cada K_t da seqüência por seu correspondente valor de H_o .

Partindo dos dados de irradiação solar diária são determinados dados de irradiação solar horizontal horária.

A distribuição horária dos dados diários de radiação é realizada geralmente através de parâmetros que reproduzem os valores esperados para a fração horária da radiação diária considerada. Segundo Collares-Pereira, (1979), estes parâmetros permitem calcular a média da radiação incidente em cada hora, utilizando a equação (A 5):

$$rt = \frac{\pi}{24} \left[A + B \cos \omega \right] \left[\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \right] \quad (A5)$$

onde:

ω : é o ângulo horário, ω_s é o ângulo horário do por do sol e A e B são apresentados na equação (A 6):

$$\begin{aligned} A &= 409 + 5016 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \\ B &= 6609 - 4767 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (A6)$$

O produto de rt pelo valor da irradiação global diária horizontal é a radiação solar recebida, em média, na hora centralizada em ω .

A função cosenoidal resultante da equação de rt corresponde a dias de céu limpo, quando o índice de transparência K_t é alto. Nos dias em que o céu está encoberto esta forma já não é exata, pois a transparência das nuvens é variável, porém é aceita ainda nos dias nublados nos quais os valores de radiação serão baixos, e assim o valor de K_t será muito baixo.

Atendendo a estas observações, o índice de transparência horário (kt) é representado no RADIASOL2 por um desvio aleatório δ sobre o índice horário de transparência da atmosfera horário médio (ktm), sendo este desvio modulado pelos valores do índice de transparência diário K_t . Desta forma, quanto mais próximo estiver o K_t do seu valor máximo, menor será a componente aleatória. Igualmente acontece quando K_t se aproxime ao valor mínimo.

O modelo utilizado no software, proposto por Krenzinger (1994), é uma forma simples, rápida e precisa obter dados sintéticos de radiação solar horária a partir de dados de radiação solar diária. O modelo responde à necessidade de introduzir dados que possam ser aceitos como prováveis em programas de simulação de equipamentos solares por computador.

Dos dados de radiação observados para várias cidades obteve-se como resultado a confirmação de que a dispersão é muito mais acentuada para valores intermediários de Kt . Como envoltória universal aceitou-se usar uma parábola que engloba quase todos os pontos, centrada no valor $Kt = 0,4$ e com amplitude de 0,25.

Para obter seqüências horárias de radiação solar horizontal devem ser aplicados os seguintes passos:

1. A partir do valor da radiação solar terrestre H (conhecida ou estimada) e da radiação extraterrestre H_o (calculada), calcula-se o índice de transparência diário, $Kt = H/H_o$. Para cada hora do dia:
2. Calcular a irradiação extraterrestre horária I_o
3. Calcular o valor de rt segundo a equação (A.5).
4. Calcular o kt médio, $ktm = rt \cdot H / I_o$
5. O computador gera número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1 (RND)
6. Transformar em distribuição entre -1 e +1, ou seja $R = 2(RND - 0,5)$
7. Calcular kt como função de Kt :

$$kt = ktm + 2 (RND - 0,5) [2(Kt - 0,4)^2 - 0,25] \quad (A7)$$

- 1) Se $kt < 0$ ou $kt > ktmax$ retornar ao passo 5
- 2) Calcular a radiação horária: $I_h = kt \cdot I_o$
- 3) Nova hora..retornar ao passo 2
- 4) Somar os valores de I_h (radiação solar horária) para obter H_s (radiação solar diária sintetizada)
- 5) Calcular $ERRO = (H_s - H) / H$
- 6) Se $ERRO > 0,03$ repetir a partir do passo 2 ou
- 7) Para cada hora $kt = kt H / H_s$
- 8) Limitar kt a $ktmax$

O controle de qualidade representado pelos passos 13 a 15 pode ser ajustado conforme requerido. Geralmente, um desvio menor que 3% é satisfatório. Se o passo 13 não é feito, podem entrar os passos 14 e 15 para forçar um resultado de $H_s = H$

A transformação dos dados de radiação horizontal em radiação inclinada é feita com a utilização da equação. (A.8).

$$I_1 T = I_1 b T + I_1 d T + I_1 \quad (A8)$$

Onde as 3 parcelas se referem à irradiação direta, irradiação difusa e irradiação refletida pelo solo. A irradiação difusa é dada pela equação (A.9).

$$I_{dT} = I_d \left[0,5(1 + \cos \beta)(1 - F_1) + F_1 \left(\frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \right) + F_2 \sin \beta \right] \quad (A9)$$

Onde os coeficientes F_1 e F_2 são dados na literatura e o cosseno do ângulo de incidência é determinado pela equação (A 10):

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (A10)$$

O cosseno do ângulo de zênite, θ_Z pode ser obtido pela mesma equação (A.10) quando $\beta=0$.

Finalmente, as outras parcelas são definidas pela equação (A 11):

$$I_p = 0,51 \rho (1 - \cos \beta) \quad (A11)$$

Onde ρ é a refletividade do solo e dada pela equação (A 12):

$$I_{bT} = I_b \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (A12)$$

9 Anexo B

Folha de dados do inversor de frequência proposto neste trabalho, modelo DSE.Ingesas IC3 eng. AB-10/09.

INGECON

SUN

PowerMax Multi-MPPT
220 V_{ac}

INVERSORES
CENTRALES SIN
TRANSFORMADOR
PARA GRANDES
PLANTAS
FOTOVOLTAICAS

275TL M220 DCAC Indoor / 410TL M220 DCAC Indoor
550TL M220 DCAC Indoor

El inversor central multi-MPPT, en cualquiera de sus modalidades, presenta dos, tres o cuatro bloques de potencia independientes. Cada uno de dichos módulos tiene su propio sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT: maximum power point tracking), entregando los niveles de potencia óptimos en cada uno de los módulos.

Además, admiten la conexión de hasta dos inversores de 4 bloques de potencia cada uno a un mismo devanado del transformador de media tensión.

Versiones disponibles:

- Inversores de interior con armario integrado DCAC.
- Inversores de interior con armario DC.
- Inversores de intemperie con armario integrado DCAC.
- Inversores de interior simétricos con el armario de alimentación colocado en el extremo opuesto para facilitar la instalación de dos inversores enfrentados, conectados a una salida común.

Prestaciones mejoradas
La nueva gama de inversores INGECON® SUN PowerMax presenta una caldera renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistema de refrigeración por aire, permite un aumento de la temperatura ambiente de trabajo, entregando su potencia nominal hasta 45°C.

Máximos valores de eficiencia
El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,8%. Además, un avanzado algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT: Maximum Power Point Tracking) permite extraer la máxima energía del campo fotovoltaico en todo momento incluyendo situaciones difíciles, como las de nubosidad variable y sombreados parciales.

Múltiples equipos para múltiples proyectos
Los inversores PowerMax ofrecen la máxima adaptabilidad a todo tipo de proyectos de ingeniería. Esto es posible gracias a su amplio rango de potencias de salida y a sus diversas configuraciones posibles.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

275TL M220 DCAC Indoor / 410TL M220 DCAC Indoor / 550TL M220 DCAC Indoor

Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN PowerMax disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas. Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Fácil mantenimiento

Bloques de potencia modulares fácilmente reemplazables que reducen el tiempo de mantenimiento.

Soporte de red

La familia INGECON® SUN PowerMax está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva y controlar la potencia activa inyectada a la red.

Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una vida útil de más de 20 años. Por eso, Ingeteam aplica una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Monitorización y comunicación

Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.) así como el histórico de datos de producción a través de diferentes medios como RS-485, Ethernet, GSM/GPRS o Bluetooth.

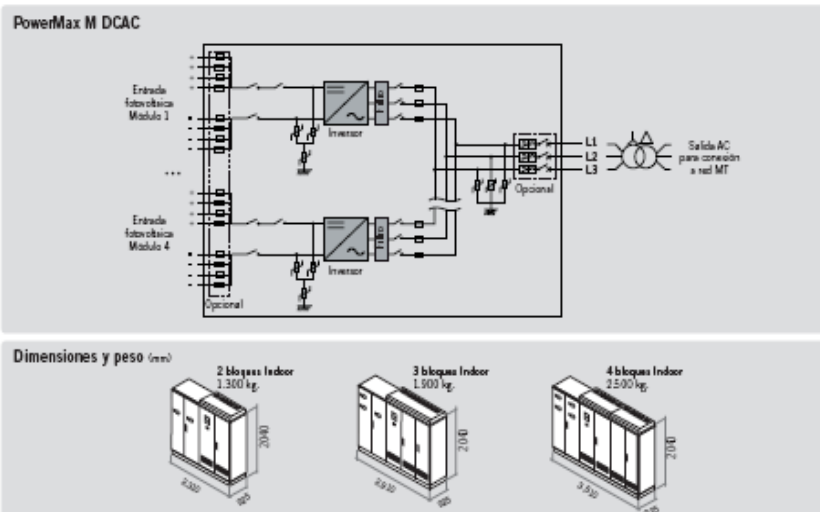
Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

PROTECCIONES

- Cada módulo de potencia incluye las siguientes protecciones:
- Polarización inversa.
 - Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
 - Sistema anti-ida con desconexión automática.
 - Seccionador DC con mando a puerta.
 - Vigilante de aislamiento DC.
 - 3 pares de porta-fusibles DC por bloque de potencia.
 - Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo 2.
 - Contactor DC para desconectar automáticamente al inversor del campo FV.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta.
- Kit de motorización del seccionador magneto-térmico AC.
- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o GSM/GPRS.
- Vigilante de aislamiento AC.
- Kit para trabajar hasta -30°C de temperatura ambiente.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Disparo remoto de la protección AC.
- Fusibles DC.
- Voltmetro en el lado AC.
- Kit para soportar huecos de tensión.
- Ampliable hasta 4 pares de porta-fusibles por bloque de potencia.

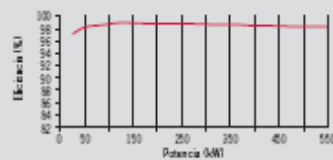


INGECON **SUN** PowerMax Multi-MPPT 220 V_{ac}

	275TL M220 DCAC Indoor	410TL M220 DCAC Indoor	550TL M220 DCAC Indoor
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo PV recomendado ¹⁾	283 - 325 kWp	424 - 488 kWp	566 - 650 kWp
Rango de tensión MPP ²⁾	405 - 820 V	405 - 820 V	405 - 820 V
Tensión máxima DC ³⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima DC	500 A	1.350 A	1.800 A
Nº entradas DC con porta-fusibles	6 (ampliable hasta 8)	9 (ampliable hasta 12)	12 (ampliable hasta 16)
Dimensiones fusibles DC ⁴⁾	Fusibles de 125 A/1.000 V a 250 A/1.000 V para corriente máx. de 100 a 200 A, en los polos positivo y negativo		
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre de los porta-fusibles. El cable entra desde el suelo a través de prensaestopas M40 (máx. diámetro 40 mm)		
Bloques de potencia	2	3	4
MPPT ⁵⁾	2	3	4
Protecciones de Entrada			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 2 (por cada MPPT)		
Interruptor DC	Seccionador DC manual con mando a paleta (por cada MPPT)		
Contacto DC	Contacto DC para desconexión automática del campo PV (por cada MPPT)		
Otras protecciones	Hasta 36 pines de fusibles DC, monitorización de aislamiento DC con alarma, seto de emergencia		
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal AC ⁶⁾	275 kW	412 kW	550 kW
Corriente máxima	736 A	1.104 A	1.472 A
Tensión nominal AC	220 V Sistema IT	220 V Sistema IT	220 V Sistema IT
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Φ ⁷⁾	1	1	1
Coseno Φi ajustable	Si. S _{máx} =275 kW	Si. S _{máx} =412 kW	Si. S _{máx} =550 kW
THD (Distorsión Armónica Total) ⁸⁾	<3%	<3%	<3%
Protecciones de Salida			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas AC tipo 2		
Interruptor AC	Opcional seccionador magneto-térmico AC con mando a paleta, disparo remoto o motorizado		
Protección anti-vida	Si, con desconexión automática (por cada bloque de potencia)		
Otras protecciones	Fusibles AC, cortocircuitos y sobrecargas AC (por cada bloque de potencia)		
Prestaciones			
Eficiencia máxima	98,1%	98,1%	98,1%
Esoeficiencia	97,7%	97,7%	97,7%
CEC	97,3%	97,3%	97,3%
Consumo en stand-by ⁹⁾	60 W	90 W	120 W
Consumo nocturno	60 W	90 W	120 W
Datos Generales			
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20
Altitud máxima ¹⁰⁾	3.000 m	3.000 m	3.000 m
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)		
Caudal de aire	2.670 m ³ /h (consumo: 1.000 W)	4.640 m ³ /h (consumo: 1.300 W)	5.340 m ³ /h (consumo: 1.500 W)
Emisión acústica	<55 dB (A) a 4 m, y <67 dB (A) a 1 m, con ventiladores funcionando a la potencia máxima		
Certificación	CE		
Normativa EMC y de seguridad	EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 62000-3-11, EN 61000-3-12, FCC Part 15		
Normativa de conexión a red	BCEWMT, RD 661/2007, RD 123, CEI 0-16, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, Allegato A70 TERNA, IEEE 1547, Arma 23-04-08		

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. ²⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles 'V_{oc}' a bajas temperaturas. ³⁾ Para otras configuraciones consultar con Ingeteam. ⁴⁾ Los MPPT conectados a un mismo transformador a través de inversiones TL deberán tener la misma configuración de tensión. ⁵⁾ Potencia AC hasta 45°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reduce un 1,8%. ⁶⁾ Para P_{dc}>25% de la potencia nominal. ⁷⁾ Para P_{dc}>25% de la potencia nominal y tensión de red IEC 61000-3-4. ⁸⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico. ⁹⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura para potencia nominal (45°C) se reduce a razón de 4,5°C por cada 1.000 m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 550TL M220 V_{ac} = 500 V



Ingeteam

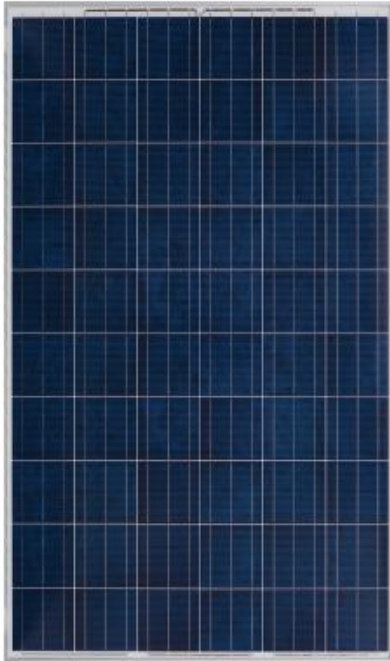
|

Folha de dados do modulo fotovoltaica proposto neste trabalho, modelo YGE 60 Cell 40 mm Series.

YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b
YL255P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b
YL235P-29b
YL230P-29b



ABOUT YINGLI GREEN ENERGY

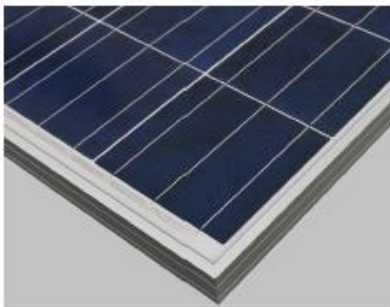
Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE) is one of the world's largest fully vertically integrated PV manufacturers, which markets its products under the brand "Yingli Solar". With over 4.5GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance. We are the first renewable energy company and the first Chinese company to sponsor the FIFA World Cup™.

PERFORMANCE

- High efficiency, multicrystalline silicon solar cells with high transmission and textured glass deliver a module efficiency of up to 16.2%, minimizing installation costs and maximizing the kWh output of your system per unit area.
- Tight positive power tolerance of 0W to +5W ensures you receive modules at or above nameplate power and contributes to minimizing module mismatch losses leading to improved system yield.
- Top ranking in the "TÜV Rheinland Energy Yield Test" and the "PHOTON Test" demonstrates high performance and annual energy production.

RELIABILITY

- Tests by independent laboratories prove that Yingli Solar modules:
 - Fully conform to certification and regulatory standards.
 - Withstand wind loads of up to 2.4kPa and snow loads of up to 5.4kPa, confirming mechanical stability.
 - Successfully endure ammonia and salt-mist exposure at the highest severity level, ensuring their performance in adverse conditions.
- Manufacturing facility certified by TÜV Rheinland to ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and BS OHSAS 18001:2007.



WARRANTIES

- 10-year limited product warranty¹.
 - Limited power warranty¹: 10 years at 91.2% of the minimal rated power output, 25 years at 80.7% of the minimal rated power output.
- ¹In compliance with our Warranty Terms and Conditions.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



YGE 60 Cell 40mm SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)		YLossP-29b (332W _{STC})							
Module type									
Power output	P_{max}	W	260	255	250	245	240	235	230
Power output tolerance	ΔP_{max}	W	0 / 5						
Module efficiency	η_m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4	14.1
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	30.9	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mp}	A	8.41	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97	7.80
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	35.9	35.7	35.4	37.8	37.5	37.0	37.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.98	8.85	8.79	8.63	8.65	8.54	8.40

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)									
Power output	P_{max}	W	185.3	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7	167.0
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	28.1	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6	26.6
Current at P_{max}	I_{mp}	A	6.70	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42	6.29
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	35.9	35.7	35.4	34.5	34.2	33.5	33.5
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.27	7.19	7.12	6.99	7.01	6.92	6.81

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mp}	β_{vmp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / monocrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MCA / IP67 or YTO6-1 / IP67 or Amphend H4 / IP68

* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer; they only serve for comparison to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_EU_EN_201211_v02.20

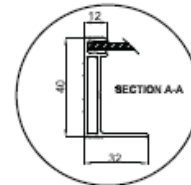
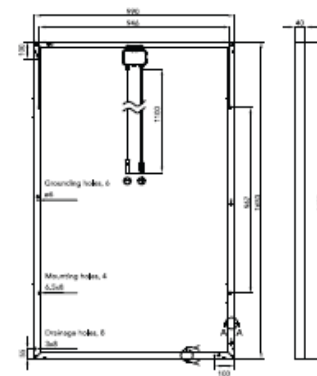
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	19.1kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	26
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1150mm / 1100mm
Box weight	534kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:

