

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 904
METODOLOGIA PARA PROJETO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

THIAGO MENDES GERMANO COSTA

DATA DA DEFESA: 17/12/2015

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA PARA PROJETO DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

THIAGO MENDES GERMANO COSTA

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Sidelmo Magalhães Silva

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2015

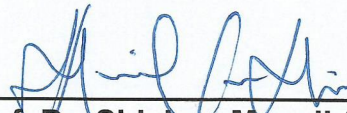
"Metodologia Para Projeto de Microgeração Fotovoltaica"

THIAGO MENDES GERMANO COSTA

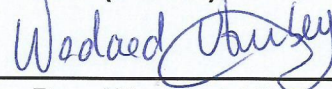
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 17 de dezembro de 2015.

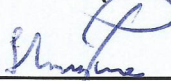
Por:



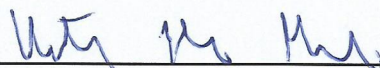
Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG) - Orientador



Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa
(UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Victor Flores Mendes
DEE(UFGM)

Este trabalho é dedicado ao nosso querido e eterno professor Selênio.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por prover forças em todos os momentos da minha vida.

A todos que estiveram envolvidos no processo de realização deste trabalho direta ou indiretamente.

Em especial deixo um caloroso agradecimento à minha esposa que me incentivou durante todo o tempo de elaboração deste trabalho e por “encher a minha paciência” para fazer o Mestrado.

Aos meus Pais por sempre acreditarem em mim.

Ao meu Professor e Orientador Sidelmo pelos ensinamentos e por me acolher em um momento difícil, muito obrigado!

Aos amigos do Tesla por toda a experiência compartilhada.

A todos os meus amigos e familiares, inclusive aqueles que nem sabiam que eu estava fazendo mestrado!

E finalmente aos amigos da Tecnometal que fizeram parte do meu crescimento como profissional. Em especial: Marcelo, Daniel, Euler, Marcão, Renato e Priscila! Vocês estarão sempre no meu pensamento.

Obrigado!

RESUMO

O contexto energético brasileiro passa por uma mudança estrutural sem precedentes na história do país. Com a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica da Resolução Normativa 482 de 2012, criou-se um novo marco no setor. Os consumidores adquiriram o direito de produzir sua própria energia elétrica. Este trabalho propõe a criação de uma metodologia para avaliação de projetos de sistemas de geração a partir da fonte solar fotovoltaica. Inicialmente, explora-se o contexto histórico ao qual a fonte encontra-se inserida e os principais eventos acontecidos no setor elétrico, além do contexto do setor fotovoltaico e a evolução do mercado de geração distribuída. Em seguida, apresenta-se a metodologia desenvolvida para utilização em projetos de microgeração fotovoltaica desde a sua concepção até a etapa de instalação. A metodologia utiliza critérios de avaliação técnicos, comerciais e regulatórios. Por fim, apresenta-se um estudo de caso de uma usina residencial para validação da metodologia proposta. Apresentam-se dados relativos ao primeiro ano de operação e o impacto causado pela variação de preços na viabilidade comercial do empreendimento.

Palavras chave

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Microgeração, Resolução Normativa 482/2012 ANEEL.

ABSTRACT

The Brazilian energy scenario goes through an unprecedented structural change in the history of the country. By the year 2012, the only major event that marked the memory of Brazilian was referring to the 2001 energy rationing. The publication of Normative Resolution 482/2012 by the National Electric Energy Agency, created a new benchmark in the sector. Consumers acquired the right to become small producers of their own energy. This paper proposes the creation of a methodology for generating systems projects from solar photovoltaic source. Initially, it explores the historical context in which the source is inserted and the main events that took place in the electricity sector, beyond the context of the photovoltaic industry and the evolution of the distributed generation market. It then presents the methodology developed for use in photovoltaic microgeneration projects from conception to installation step. The methodology uses technical, commercial and regulatory criteria for evaluation. Finally, it's presented a residential plant case study to validate the proposed methodology. It's shown data for first year of operation and the price variations impact in the commercial viability of the enterprise.

Keywords

Photovoltaic Grid Connected Systems, Microgeneration, Normative Resolution 482/2012 ANEEL.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2-1 - Hierarquia e organização do setor elétrico brasileiro.....	30
Figura 2-2 – Participação percentual na matriz energética por fonte, (ANEEL, 2014a).....	31
Figura 2-3 - Mapa do Sistema Interligado Nacional, (Fonte: ONS).	32
Figura 2-4 – Área de abrangência das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, (Fonte: ANEEL).	33
Figura 2-5 - Energia consumida percentual por classe de consumo, (Fonte: ABRADDEE).....	34
Figura 2-6- Evolução do PLD de 2011 a 2015.	35
Figura 2-7 – Produção nacional representada pela Heliodinâmica e posteriormente TECNOMETAL.	36
Figura 2-8 - Distribuição de projetos via REN-482 até setembro de 2014, (ANEEL, 2014a).	39
Figura 2-9 - Distribuição dos projetos de GD por estado, (ANEEL, 2014a).	40
Figura 2-10 - Número de instalações de GD por concessionária, (EPE, 2014).	41
Figura 2-11 - Principais eventos do setor fotovoltaico em progressão anual.....	42
Figura 2-12 - Evolução do mercado fotovoltaico global entre 2000-2014, (SPE, 2015).	43
Figura 2-13 - Distribuição dos projetos fotovoltaicos contratados por estado no LER 2014, (EPE,2015).	44
Figura 2-14 - Participação das fontes de geração em 2024, (EPE, 2015).	45
Figura 2-15 - Fluxograma de aprovação de projetos via REN-390 de 2009.	46
Figura 2-16 - Número de conexões por fonte via REN-482 (ANEEL, 2015b).....	47
Figura 3-1 - Fluxograma de atividades de um empreendimento fotovoltaico.	55
Figura 3-2 - Mapa de irradiação solar – dados INPE.	58
Figura 3-3 - Variação do GHI para três localidades com latitudes diferentes.....	59
Figura 3-4 - Exemplos de estacionamentos fotovoltaicos instalados no Brasil. (a) USP, (b) Pituaçu Solar, (c) Megawatt Solar e (d) Kwara do Brasil.	61
Figura 3-5 - Valores de operação para a condição nominal e coeficientes de perdas, (CANADIAN, 2014).	62
Figura 3-6 - Efeito nas curvas IxV e PxV de uma série fotovoltaica com um dos módulo sobre sombreamento de 50%, (GTES, 2014).	63
Figura 3-7 - Sombreamento mútuo e distância mínima entre módulos (ou mesas).	64
Figura 3-8 - Caminho solar para a localização -19,00:-44.00.	65
Figura 3-9 - Gráfico de evolução da eficiência das células fotovoltaicas, (NREL, 2015).	66
Figura 3-10 - Capacidade de produção e número de instalações globais em MW, (IEA, 2014).	67
Figura 3-11 - Exemplo de caixa de junção com circuitos de corrente contínua e alternada.	72
Figura 3-12 - Foto de suporte com capacidade de adaptação, (Fonte: acervo próprio).	73
Figura 3-13 - Exemplo de instalação com dois níveis de ponto de conexão.....	75
Figura 3-14 – Exemplo de como o custo de disponibilidade afeta a viabilidade econômica do empreendimento.	77
Figura 3-15 - Custos aproximados por segmento.	77
Figura 3-16 - Custo do sistema com e sem instalação em R\$/kWp, (COSTA, 2015).	78
Figura 3-17 - Composição dos custos de uma tarifa faturada para consumidor residencial.....	80
Figura 3-18 - Tarifa residencial de BT para as 63 distribuidoras do país. (Fonte: ANEEL).....	80

Figura 3-19 - Exemplo da influência do CD no dimensionamento do gerador fotovoltaico.....	82
Figura 3-20 - Softwares de dimensionamento fotovoltaico.	86
Figura 3-21 – Exemplo de sistema modelado com arranjo na posição noroeste.....	89
Figura 3-22 - Diagrama do caminho solar e influência do sombreamento.....	89
Figura 3-23 – Exemplo de sistema modelado com arranjo na posição sudeste.....	90
Figura 3-24 - Processo de simulação realizado pelo software.....	91
Figura 4-1- Equipamentos do sistema fotovoltaico.	97
Figura 4-2 - Fluxograma de eventos entre tratativas comerciais e vistoria.....	98
Figura 4-3 - Recurso solar para o local do empreendimento.....	98
Figura 4-4 - Detalhes de fixação do suporte dos módulos.....	99
Figura 4-5 - Possíveis fontes de sombreamento do arranjo fotovoltaico.....	100
Figura 4-6 - Diagrama simplificado Ingecon Sun Lite.....	101
Figura 4-7 - Padrão de entrada – A e B: antes da reforma, C: durante a reforma e D: após a reforma e instalação do DSV e novo quadro de distribuição.....	102
Figura 4-8 - Fluxo de caixa e saldo do investimento.....	103
Figura 4-9 - Modelo 3D e cena de sombreamento.....	104
Figura 4-10 – Gráfico de produção mensal real em comparação com dados simulados.....	106
Figura 4-11 – Montagem do analisador de energia.....	107
Figura 4-12 - Perfil de corrente e tensão para o dia 05/11/2014.....	107
Figura 4-13 - Espectro harmônico de corrente medido para potência máxima e média (50%) do conversor.....	108
Figura 4-14 - Comparação entre o fluxo de caixa e o saldo do investimento nos cenários 1 e 2.....	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Planejamento de participação de fontes energéticas para os anos de 2013 a 2023, (EPE, 2014a).	44
Tabela 2-2- Visão dos diversos agentes quanto às mudanças na REN-482.	49
Tabela 3-1 - Aspectos técnicos para análise de viabilidade técnica de um SFCR.....	56
Tabela 3-2 - Tipos de instalações de sistemas fotovoltaicos.	60
Tabela 3-3 - Problemas comuns aos módulos fotovoltaicos (NREL, 2012).	67
Tabela 3-4 - Características dos financiamentos disponíveis no Brasil.	79
Tabela 3-5 - Comparação entre bases de dados, (COSTA, 2014).	87
Tabela 3-6 - Parâmetros energéticos para uma instalação em Natal com arranjos em posições distintas.	90
Tabela 4-1 - Parâmetros do módulo SV-245D20, fabricante TECNOMETAL.	100
Tabela 4-2 – Parâmetros do inversor Ingecon Sun Lite 2.5 TL, fabricante INGETEAM.	101
Tabela 4-3 - Parâmetros financeiros no cenário de investimento – Cenário 1.....	103
Tabela 4-4 - Indicadores econômicos para o primeiro cenário.....	103
Tabela 4-5 - Comparativo entre a produção real e simulada em kWh.	105
Tabela 4-6 - Índices de correlação entre os conjuntos de dados.....	106
Tabela 4-7 - Parâmetros financeiros no cenário de investimento – Cenário 2.....	108
Tabela 4-8 - Principais indicadores econômicos comparados entre os dois cenários.	109

LISTA DE ABREVIATURAS

AP	Audiência Pública
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
AUP	Autoprodutor de Energia
BAPV	<i>Building Adapted Photovoltaics</i>
BIG	Banco de Informações de Geração
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
BOS	<i>Balance of System</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
CD	Custo de Disponibilidade
COFINS	Contribuição social para financiamento da Seguridade Social
CPV	<i>Concentrated Photovoltaics</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
DR	dispositivo Diferencial Residual
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EOL	Usinas de Geração Eólica
EPI	Equipamentos de Proteção Individual
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de Capacidade
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIT	<i>Feed in Tariff</i>
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i>
LCOE	<i>Levelised Cost of Energy</i>
LER	Leilão de Energia de Reserva
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
MLE	Mercado Livre de Energia
MP	Medida Provisória
MPPT	<i>Maximum Power point tracker</i> ou rastreador do ponto de máxima potência
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira

NMV	<i>Net-metering Virtual</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PDE	Plano Decenal de Energia
PF	Pessoa Física
PIB	Produto Interno Bruto
PID	<i>Potencial Induced Degradation</i>
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa Integração Social
PJ	Pessoa Jurídica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PR	<i>Performance Ratio</i> ou Taxa de Desempenho
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN-390	Resolução Normativa nº 390, de 15 de Dezembro de 2009
REN-414	Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2012
REN-482	Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012
REN-517	Resolução Normativa nº 517, de 11 de Dezembro de 2012
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
Si-C	Silício Cristalino
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUV	<i>TÜV Rheinland</i>
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost Of Capital</i>

GLOSSÁRIO

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	<p>Autarquia em regime especial, vinculada ao MME, criada em dezembro de 1996. A agência regula e fiscaliza as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Também media conflitos entre consumidores e agentes do mercado e entre os próprios agentes; concede, permite e autoriza instalações e serviços de energia; homologa reajustes tarifários; assegura a universalização e a qualidade adequada dos serviços prestados, e estimula investimentos e a competição entre os agentes do setor.</p>
Consumidores Livres	<p>Os consumidores livres compram energia diretamente dos geradores ou comercializadores, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como preço, prazo, volume, etc. Cada unidade consumidora paga uma fatura referente ao serviço de distribuição para a concessionária local (tarifa regulada) e uma ou mais faturas referentes à compra da energia (preço negociado de contrato).</p>
Demanda	<p>Média das potências elétricas instantâneas solicitadas por consumidor ou concessionário durante um período especificado.</p>
Demanda Contratada	<p>Demanda estipulada em contrato, posta continuamente à disposição do consumidor ou concessionário e que será integralmente paga, independentemente de ser ou não utilizada durante o período de faturamento.</p>
Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras	<p>Empreendimento caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.</p>
Energia de Reserva	<p>Energia contratada para prover segurança energética ao Sistema Interligado Nacional (SIN), gerida pela CCEE e destinada aos agentes de perfil de consumo.</p>
Geração Compartilhada	<p>Empreendimento caracterizado pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.</p>

Grau de Proteção IP	Trata-se do grau de proteção (IP), apresentado na norma NBR IEC 60529 - "Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (códigos IP)". O primeiro número possui escala de 0 a 6 e representa o grau de proteção contra objetos sólidos. O segundo número possui escala de 0 a 8 e representa o grau de proteção contra penetração de água. 0 indica "não protegido" e o máximo da escala "totalmente protegido".
Grid-code ou Código de Rede	Conjunto de normas e padrões que devem ser seguidos pelos inversores que se conectam com a rede elétrica.
Leilões Federais	Os leilões de contratação de energia nova são realizados anualmente de acordo com o planejamento da EPE. O termo A-N é utilizado para designar o tempo que o investidor terá para entregar a energia contratada. N é um número em anos, ou seja, um leilão A-3 negocia energia para ser entregue em três anos da data de realização do certame.
NEWAVE	Software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) para ser utilizado na determinação do valor da energia no Mercado Atacadista de Energia, chamado de Preço MAE.
Padrão de Entrada	Conjunto de equipamentos que devem ser adquiridos pelo consumidor e instalados conforme normativa vigente da concessionária. Os equipamentos são instalados exatamente na fronteira entre o consumidor e a concessionária, delimitando as obras de responsabilidade de cada agente durante os pedidos de ligação ou reforma da instalação.
Parecer de Acesso	O parecer de acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos.
Preço de Liquidação de Diferenças	O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Apurado semanalmente pela CCEE, por submercado e por patamar de carga, o PLD é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). <i>Texto retirado integralmente do endereço eletrônico da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).</i>
Rede Básica	Instalações elétricas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN).
Relacionamento Operacional	Documento assinado entre acessante e acessada que definem os critérios técnicos e responsabilidades de cada agente após a adesão do cliente no sistema de compensação de energia. O Relacionamento Operacional é utilizado somente para Microgeradores.

Sistema de Compensação de Energia ou <i>Net-metering</i>	Sistema desenvolvido pela ANEEL para caracterizar a troca de energia entre o titular da unidade consumidora e a rede elétrica. Neste sistema, caso a geração de energia seja superior ao consumido no período de faturamento, o participante acumula créditos de kWh que podem ser utilizados em um prazo determinado.
Solicitação de Acesso	Requerimento feito pelo acessante à acessada que, uma vez entregue, gera prioridade de atendimento. A solicitação deve conter a documentação exigida de acordo com o definido pelo PRODIST.
Taxa de Desconto	Taxa aplicada ao investimento para cálculo da remuneração mínima. Em empresas é equivalente ao WACC ou custo médio ponderado do capital. Outro termo muito utilizado para esse parâmetro é Taxa Mínima de Atratividade ou TMA.

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	27
2.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL	29
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	29
2.2	Setor Fotovoltaico no Brasil e no Mundo.....	35
2.3	Análise Regulatória via REN-482 e via REN-390.....	45
2.4	Evolução do Mercado de Geração Distribuída.....	47
3.	METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS.....	55
3.1	Fluxograma de Atividades	55
3.2	Análise de Viabilidade Técnica	56
3.2.1	Recurso Solar.....	58
3.2.2	Tipos de Instalação	60
3.2.3	Posicionamento.....	62
3.2.4	Sombreamento.....	63
3.2.5	Componentes da Instalação	65
3.2.6	Tensão de Ligação	73
3.2.7	Condições Prévias do Local de Instalação	74
3.2.8	Condições Elétricas do Local de Instalação	75
3.3	Análise de Viabilidade Comercial	76
3.3.1	CAPEX e OPEX.....	77
3.3.2	Financiamentos	78
3.3.3	Composição Tarifária e Impostos.....	79
3.3.4	Custo de Disponibilidade.....	81
3.3.5	Bandeiras Tarifárias.....	82
3.3.6	Fluxo de Caixa.....	83
3.3.7	TIR, VPL, <i>payback</i> e LCOE	84
3.4	Avaliação Simplificada.....	84
3.5	Projeto Energético.....	86
3.5.1	Softwares de Simulação	86
3.5.2	Determinação do Recurso Solar	87
3.5.3	Análise do Local de Instalação.....	88
3.5.4	Modelagem 3D e Simulação.....	88

3.5.5	Potência Final do Sistema Fotovoltaico	91
3.6	Projeto Elétrico.....	92
3.7	Instalação e Comissionamento	93
4.	ESTUDO DE CASO	97
4.1	Apresentação e Características Gerais da Instalação.....	97
4.2	Etapas de Desenvolvimento do Projeto.....	98
4.2.1	Análise de Viabilidade Técnica	98
4.2.2	Análise de Viabilidade Comercial	103
4.2.3	Projeto Energético.....	104
4.2.4	Projeto Elétrico.....	104
4.3	Avaliação após o Primeiro Ano de Operação.....	105
4.3.1	Produção Real e Produção Simulada	105
4.3.2	Qualidade de Energia da Instalação	106
4.3.3	Análise Financeira	108
5.	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	111
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO – CENTRO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E RECURSOS HÍDRICOS (CPH) - UFMG	117
	Posicionamento do Arranjo Fotovoltaico	117
	Análise do Local de Instalação	118

1. INTRODUÇÃO

A Resolução Normativa 482/2012 (**REN-482**) foi o início da criação do marco regulatório importante para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil em sistemas de pequena escala. Apesar de ter sido publicada em Abril de 2012, a norma obteve vigência somente em Dezembro do mesmo ano. A partir desta data, os sistemas de geração que utilizam fontes renováveis como solar, eólica, hídrica e biomassa obtiveram o direito de injetar energia em paralelismo constante com a rede elétrica das concessionárias de distribuição elétrica do país. A resolução também criou os conceitos de microgeração, sistemas com potência instalada inferior a 100 kW e minigeração, sistemas com potência instalada superior a 100 kW e inferior a 1 MW, limite regulatório (ANEEL, 2012).

Para instalar um sistema de geração distribuída (**GD**), o consumidor precisa aderir ao sistema de compensação de energia (*netmetering*). Esta poderá ser autoconsumida ou, caso a geração exceda o consumo, exportada em sentido à rede elétrica. A diferença entre o montante de energia consumida e injetada é medido e ao final do mês de faturamento o consumidor paga somente a diferença entre o consumo e geração. Não existe compra e venda de energia, o que deveria evitar, na prática, a incidência de **ICMS** (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) sobre a parcela de energia gerada.

Com o custo dos sistemas de geração diminuindo e o preço da energia elétrica subindo, em um primeiro momento, a ideia de possuir um sistema de geração parece bem interessante para o consumidor ordinário, uma vez que este pode se tornar “independente” da energia da concessionária e controlar o seu custo de energia por um longo período de tempo.

Desde a implementação da **REN-482** a fonte que se mostrou mais apta a expansão no mercado brasileiro é a solar fotovoltaica. Os sistemas fotovoltaicos possuem instalação de baixa complexidade técnica e uma oferta crescente de equipamentos no Brasil e no mundo de forma geral. Porém, devido à instabilidade regulatória e comercial no cenário brasileiro, vendedores de equipamentos e integradores de todas as regiões do país têm dúvidas quanto ao real potencial de crescimento no ambiente de geração distribuída. A tendência é de crescimento. O difícil é prever com qual taxa e por quanto tempo se sustentará.

Na literatura nacional e internacional disponível existem diversos manuais, instruções, análises e critérios técnicos de como se comportam os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Guias de aplicação como (GTES, 2014) produzido pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) e CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) possuem ampla documentação técnica sobre os componentes do sistema como módulos, inversores, baterias, circuitos de proteção além de conterem técnicas de dimensionamento para sistemas solares fotovoltaicos conectados ou isolados. Em (ALMEIDA, 2012) apresenta-se uma metodologia para a qualificação de sistemas fotovoltaicos, pautada principalmente na aplicação de normas de segurança e de dimensionamento internacionais. Em (SOUZA, 2014) procura-se ilustrar o impacto causado pela alta penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes, principalmente no perfil de tensão de alimentadores residenciais. Em (ANEEL, 2014) encontra-se um guia prático de como a resolução se aplica, envolvendo prazos

regulatórios, sistema de faturamento, incidência de impostos entre outras avenças. Em (EPE, 2014) o relatório está voltado para a questão mercadológica. O documento apresenta dados de custos, potencial de geração e barreiras econômicas enfrentadas pelos consumidores que desejam aderir ao sistema.

Todos os documentos citados anteriormente possuem uma única vertente, seja técnica, regulatória ou comercial, mostrando profundamente em cada área como um sistema fotovoltaico pode ser afetado pelas normas ou resoluções que influenciam o setor. Existe ainda o outro lado, da concessionária acessada, que precisa estar preparada para atender a centenas de solicitações por parte de geradores de todo o país. Esta dissertação, no entanto é mais ampla e tem como **objetivo** compilar quais são os principais aspectos em cada uma das áreas e como esses afetam o projeto de sistemas fotovoltaicos. Pretende-se então definir uma metodologia que possa ser seguida e aplicada independente da região onde o sistema deve ser instalado. Este documento visa ajudar integradores e engenheiros de sistemas fotovoltaicos a obter uma visão mais abrangente do setor, considerando não só os melhores critérios técnicos, mas também aspectos regulatórios e comerciais. Para que um empreendimento fotovoltaico seja bem sucedido, é necessário conciliar muitas variáveis e, possivelmente, a melhor relação custo/benefício não estará atrelada a somente um destes pilares: técnico, regulatório e comercial.

Para corroborar a metodologia proposta, será estudado em detalhes um projeto desenvolvido durante o ano de 2013. Apresentam-se as fases de projeto e implementação do sistema fotovoltaico bem como uma avaliação do empreendimento após um ano de funcionamento.

Sendo assim, o texto está estruturado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta uma contextualização histórica que será importante para o desenvolvimento dos estudos de viabilidade técnico-comerciais. Dedicar-se espaço ainda para uma análise regulatória e sobre os resultados da audiência pública que revisa a **REN-482**.
- O Capítulo 3 define a metodologia de avaliação de empreendimentos focada na definição de critérios de engenharia utilizados durante a fase de implementação de um projeto de sistema fotovoltaico.
- O Capítulo 4 estará dedicado ao estudo de caso proposto. Mostram-se dados referentes à instalação contendo análises comerciais e regulatórias, bem como o desempenho técnico da instalação em função do projeto de instalação elaborado.
- O Capítulo 5 apresenta uma síntese do que foi discutido e apresentado na dissertação além de um apanhado de propostas de continuidade, envolvendo principalmente mercados que não são completamente explorados neste texto.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL

Este capítulo é dedicado a contextualização do leitor para o cenário do setor elétrico e fotovoltaico até a metade de 2015. É realizado um estudo sobre a regulamentação do setor fotovoltaico e a evolução do mercado de geração distribuída após a publicação dos resultados da Audiência Pública nº 26 promovida pela ANEEL em 2015.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é um organismo complexo com diversos agentes públicos e privados. Na atual conjuntura, as políticas do setor são definidas pelo Governo Federal através de planejamento anual, regulação do mercado e definição de orçamentos para a expansão dos setores de geração, transmissão e distribuição. Neste modelo, as empresas do setor concorrem entre si pelas concessões e ofertas do poder cedente e operam a infraestrutura a qual durante o tempo de concessão são definidas pela agência reguladora. O estado então não exerce a função de principal gestor de projetos e operador do sistema. As empresas do setor podem ser públicas, privadas ou possuir capital misto. Esse modelo teve sua criação na década de 90, após sucessivas falhas de gestão do recurso energético no país. Não obstante, visto o colapso do sistema e o racionamento de energia vivido em 2001, muitas melhorias ainda precisam ser discutidas.

Em 2004, várias políticas foram implementadas no sentido de buscar um equilíbrio maior ao setor, dentre as principais, as que se destacam são: universalização do acesso, segurança energética e modicidade tarifária. As mudanças no modelo em 2004 mantiveram a espinha dorsal do sistema planejado na década de 90, no entanto várias mudanças estruturais mudaram a forma de atuação de diversos agentes. Neste processo foram criados os ambientes de contratação livre e regulado, criação e regulamentação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e diversos mecanismos de controle para evitar eventos catastróficos iguais ao de 2001.

O organograma do setor elétrico pode ser visualizado na Figura 2-1. As principais decisões políticas são tomadas no nível da presidência através do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). A EPE realiza o planejamento do setor elétrico e o MME (Ministério de Minas e Energia) é responsável por gerir o setor e implementar as políticas definidas pelos órgãos superiores. No nível de execução encontram-se a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), com o papel de órgão regulamentador, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), operador do sistema interligado nacional e os demais agentes de Geração, Distribuição e Transmissão, incluindo a Eletrobrás, empresa controlada pelo estado que detém grande parte da infraestrutura que pertence ao setor e não foi privatizada.

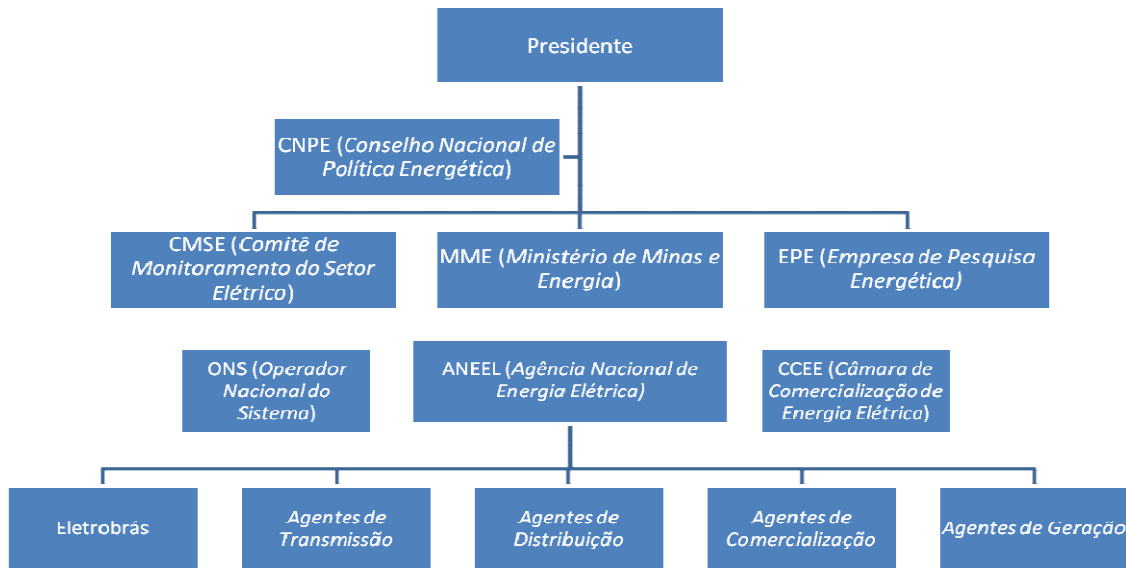


Figura 2-1 - Hierarquia e organização do setor elétrico brasileiro.

Assim como o “quase-acionamento” de 2015, a crise energética de 2001 é atribuída pelo mercado, órgãos de imprensa e gestores do mercado elétrico à má gestão do Governo Federal e à falta de planejamento no médio e longo prazo.

Em 2014 e 2015, o setor apesar de não ter vivido uma crise de abastecimento, viveu uma longa crise de preços causada em boa parte pela Medida Provisória n° 579 (MP 579, 2012), posteriormente convertida na Lei 12.783/2013. A **MP** forçou os agentes de geração que possuíam contratos por vencer a renovar os mesmos com preços regulados. Muitas empresas controladas por capital privado rejeitaram os termos oferecidos pelo Governo. O efeito esperado na prática deveria levar a uma redução no custo de energia da ordem de 18% em todo o País. No entanto, o planejamento foi falho. Por conta das renovações, o Governo não executou leilões de ajuste (tipicamente A-1) de compra e venda de energia em 2013, deixando muitas empresas de distribuição descontratadas, ou seja, sem lastro de energia para o ano seguinte. Como o ano de 2013 teve regime de chuvas desfavorável, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingiu o valor teto rapidamente levando a prejuízos históricos para as distribuidoras de todo o país. O correto entendimento deste fato é importante para a compreensão de como os preços de energia evoluíram no período entre 2012 e 2015, influenciando diretamente o mercado de energia solar fotovoltaica.

O setor elétrico é dividido entre geração, transmissão e distribuição. A distribuição e transmissão de energia são considerados monopólios naturais. Toda a infraestrutura de transmissão e distribuição é leiloada e os contratos de concessão tipicamente possuem tempos de 20 a 50 anos de duração. Como o setor é regulado, o WACC¹ é definido pela agência reguladora e busca atender à política de modicidade tarifária. A geração de energia também possui um modelo de competição, porém o contrato com os geradores é de compra e venda de energia. Os leilões de geração e transmissão funcionam “ao contrário”, quem ofertar o menor custo para a execução do projeto ou venda da energia leva o pacote de concessão. Nos últimos anos,

¹ WACC – *Weighted average cost of capital* – Custo médio de capital ponderado. É a taxa de remuneração aplicada aos projetos do setor.

principalmente a partir do **PROINFA** (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) em 2004, o país tem buscado a diversificação da matriz elétrica com a contratação de usinas de geração de fontes renováveis como Eólica, Biomassa, Pequenas Centrais Hidroelétricas e mais recentemente Solar Fotovoltaica.

A matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente composta por energias renováveis, sendo destaque a hidroeletricidade. É possível verificar pela Figura 2-2 que as grandes hidroelétricas representam 62% da capacidade instalada brasileira. Ainda dentro das renováveis, as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e centrais de geração eólica (EOL) representam outros 8%. A fonte solar fotovoltaica com aproximadamente 15 MW em operação não chega a formar um ponto percentual no gráfico, sendo a maior parte da potência instalada pertencente a sistemas advindos de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (COSTA, 2014). É importante esclarecer que o gráfico não leva em consideração os sistemas isolados. O grande número de térmicas, fruto da política de Segurança Energética, serve para complementar os ciclos hidrológicos ou mesmo prover estabilidade em regiões com pouca energia de base (com muitas fontes intermitentes, como o Nordeste Brasileiro). O número de térmicas é tão expressivo que hoje a matriz brasileira é considerada hidrotérmica.

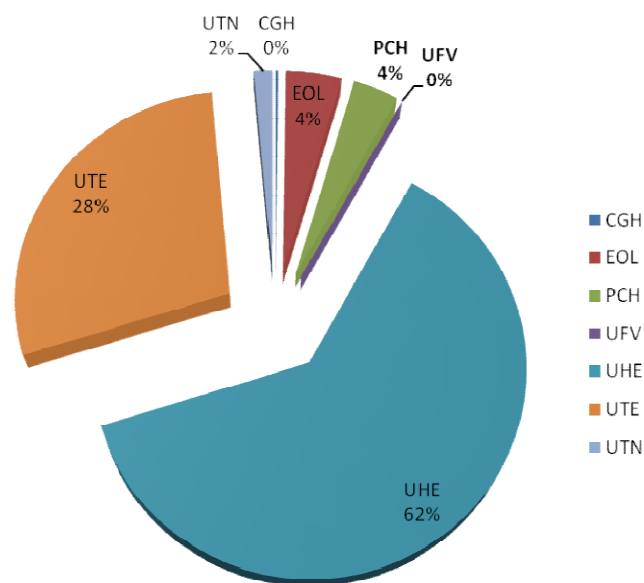


Figura 2-2 – Participação percentual na matriz energética por fonte, (ANEEL, 2014a).

Outra característica marcante do mercado brasileiro é a presença de um sistema interligado nacional (SIN). O SIN é responsável por interligar as cinco macro regiões brasileiras e permite o intercâmbio de energia entre as mesmas. Cerca de 99% da energia fornecida no Brasil flui através do sistema interligado e apenas em algumas regiões amazônicas não existe previsão de interligação no horizonte de planejamento do governo. A rede é formada pelas linhas de transmissão, Demais Instalações de Transmissão (**DIT**) e redes de distribuição. A gerência das linhas que compõem a Rede Básica é feita pelo ONS. Os agentes de geração possuem direito de acesso às instalações tanto de transmissão quanto de distribuição, devendo consultar o ONS ou a concessionária administradora da linha. Tipicamente o nível de tensão da Rede Básica é maior ou igual a 230 kV, enquanto os níveis de sub-transmissão são de 138 kV e 69 kV.

As redes de distribuição operam em média tensão (**MT**) em níveis que variam de 13,8 kV a 34,5 kV. Por fim, os alimentadores comerciais e residenciais tipicamente são distribuídos em baixa tensão (**BT**), nos níveis de 220 ou 380 volts trifásico.

Apesar de robusto, o SIN possui limitações. Existem limites físicos das linhas de transmissão da rede básica que impedem que toda a energia gerada em uma região possa fluir livremente para outra. O equilíbrio de cada Sub-sistema é único e o Preço de Liquidação de Diferenças (**PLD**) de cada região é calculado separadamente. O ONS faz o programa de despacho semanal baseado nos limites de operação do sistema considerando, entre outros fatores, os limites supracitados. Em alguns casos, é necessário despachar térmicas para prover segurança energética ou mesmo poupar reservatórios de acordo com as simulações de despacho hídrico e previsões de chuva do sistema **NEWAVE**. A Figura 2-3 apresenta as principais linhas de transmissão para o Horizonte de 2015. As linhas em tracejado são expansões já contratadas. O SIN é responsável por atender aproximadamente 99% do território nacional, com exceção de alguns pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

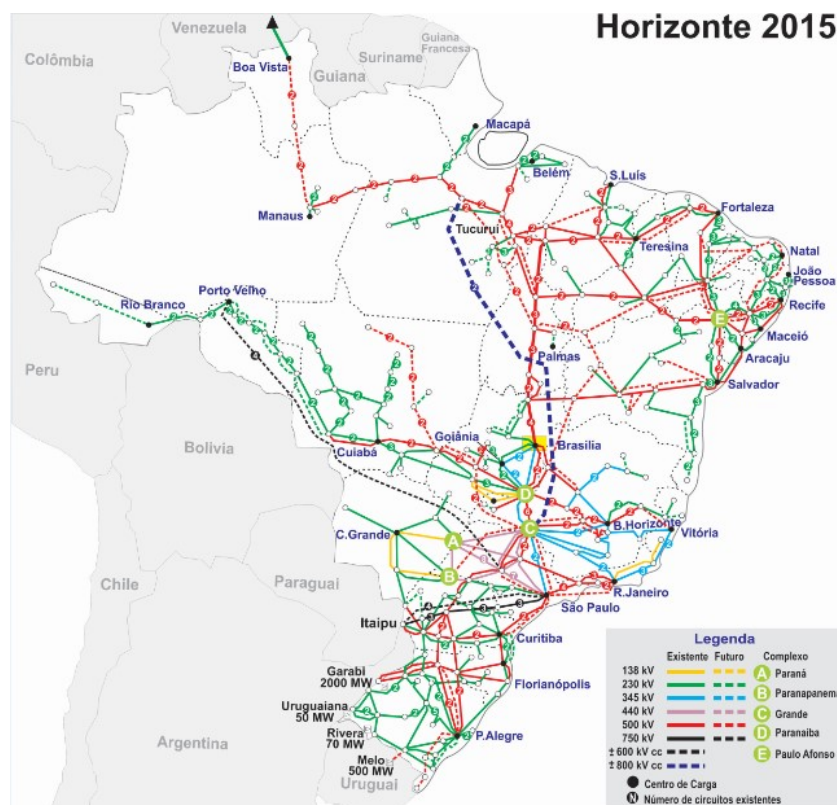


Figura 2-3 - Mapa do Sistema Interligado Nacional, (Fonte: ONS).

O problema de capacidade de escoamento chegou ao ponto de ser equacionado nos Leilões de energia nova. A Portaria N° 672, de 19 de Dezembro de 2014 que disciplina as regras para a execução do Leilão A-3 de 2015 contém um trecho dedicado a explicitar que será ônus do acessante não só a conexão à rede básica, mas também a verificação quanto à capacidade de escoamento da energia na área do empreendimento. Desta forma, os empreendimentos acabam por competir não somente por preço, mas também por um ponto de conexão do sistema.

Os números do setor elétrico são particularmente astronômicos. Estima-se que perto de 2,5% do Produto Interno Bruto (PIB) é gasto com a expansão da rede anualmente. Segundo a ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), os números do setor em 2013 mostram que o Brasil possui cerca de 72 milhões de consumidores cativos, 180.000 empregados diretos, receita bruta de R\$ 152 bilhões e perto de R\$ 13 bilhões em investimentos.

O Brasil possui 63 concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica. A ABRADÉE reúne 42 das principais distribuidoras. A maior distribuidora em termos de fornecimento de energia elétrica é a AES ELETROPAULO, localizada na maior parte de São Paulo incluindo a maior parte da Região Metropolitana. Já a maior em número de clientes é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), a principal concessionária de Minas Gerais, que também possui a maior extensão de linhas do país. A Figura 2-4 evidencia a área de concessão de cada uma das distribuidoras do país. É possível notar que os mercados com maior disputa, principalmente da região sudeste, possuem o maior número de interessadas e consequentemente de concessionárias.



Figura 2-4 – Área de abrangência das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, (Fonte: ANEEL).

É importante ressaltar que os consumidores conectados dentro de uma determinada área de concessão são considerados cativos, isso é, são obrigados a comprar energia da concessionária que o atende. A exceção se dá para os grandes **consumidores livres** participantes do Mercado Livre de Energia. Este mercado não será detalhado aqui, sendo encontrado vasto material eletrônico sobre o mesmo no sítio eletrônico da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na internet. Como cada concessionária possui seus próprios custos e características de mercado, os preços da energia praticados para o consumidor variam consideravelmente entre as empresas.

Ainda com relação aos mercados de cada concessionária, é possível verificar pela Figura 2-5 que a maior demanda de energia se localiza nas regiões sudeste e sul. Cerca de 60% do consumo total de energia no mercado regulado concentra-se nas 10 principais concessionárias de energia do país, sendo que 40% estão localizadas nesta região. Outro dado importante a ser retirado é que o número de clientes residenciais na área de concessão da CEMIG é o maior do país. Este fato, aliado a uma das maiores tarifas de energia entre os estados, fazem de Minas Gerais um dos estados com maior potencial de crescimento da fonte solar fotovoltaica em residências através da microgeração.

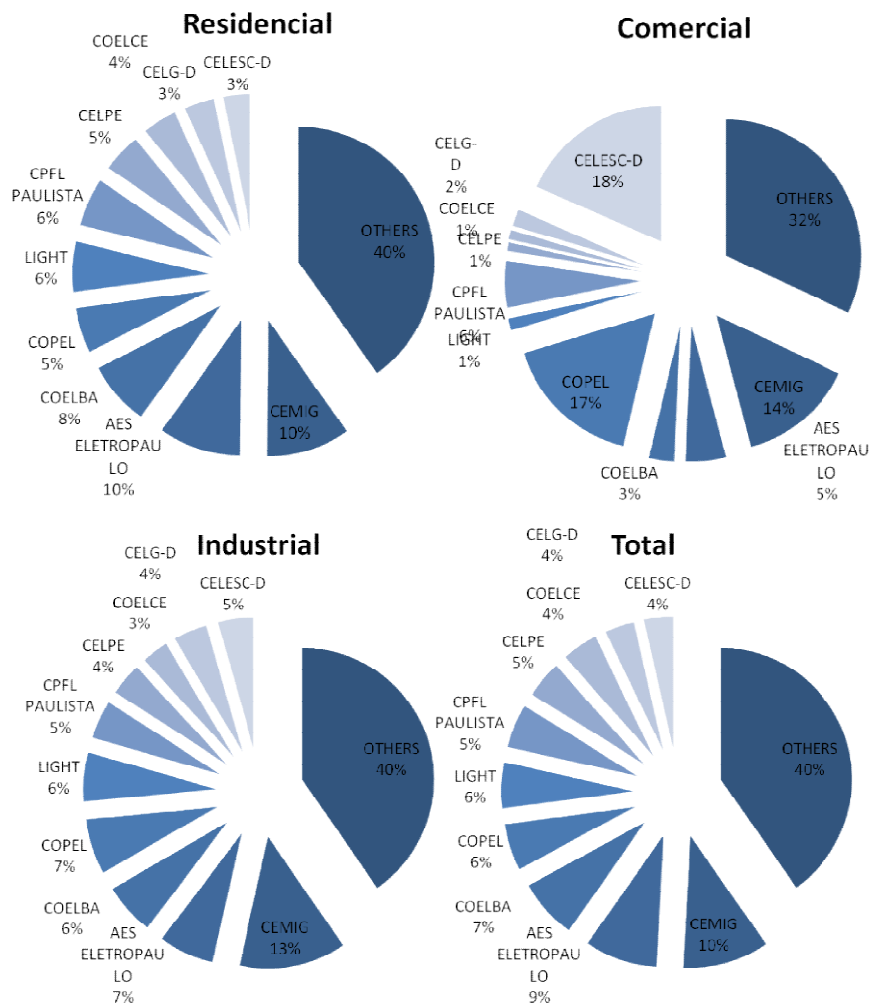


Figura 2-5 - Energia consumida percentual por classe de consumo, (Fonte: ABRADÉE).

No ano de 2015, o governo federal precisou rever a política de preços do setor elétrico, resultando em um aumento histórico nas tarifas de energia por todo o país. Acompanhando-se o PLD no período de 2011 a 2015 é possível entender parte do problema criado pela MP 579 já citada. O gráfico da Figura 2-6 apresenta a evolução do valor do PLD entre os anos de 2011 e 2015 para o submercado SUDESTE e somente para o período de carga pesada. Utiliza-se esse mercado como relevante pois conforme já explicitado, este acumula o maior mercado consumidor tanto em clientes quanto em consumo. Como podem ser observados, a partir de 2013, os valores saltaram dos patamares típicos de R\$ 100/MWh a R\$ 200/MWh para números maiores, atingindo o teto de R\$ 822,83/ MWh em 2014. As distribuidoras, que

durante este tempo, estavam sem lastro foram obrigadas a comprar energia ao preço do Mercado de Curto Prazo (que acompanha o PLD). Por ser um mercado regulado, os valores gastos pelas distribuidoras são repassados à tarifa. Até 2014, boa parte dos custos foi contida artificialmente pelo governo federal através de aportes do Tesouro Nacional ou através de empréstimos contraídos pela CCEE tendo como mecanismo financeiro a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Em 2015, o governo cessou o repasse de verbas à CDE para cobrir os gastos com aumento de tarifas e tomou outras medidas para evitar endividamento ainda maior do setor. A cobrança das bandeiras tarifárias a partir de 2015 bem como a revisão do valor máximo PLD para valores menores trouxe certo alívio para o mercado das distribuidoras, no entanto não estancou a crise que seguiu para o segmento de geração de energia. O resultado geral foi um aumento superior a 50% nas tarifas de energia elétrica dos consumidores cativos em todo o país.

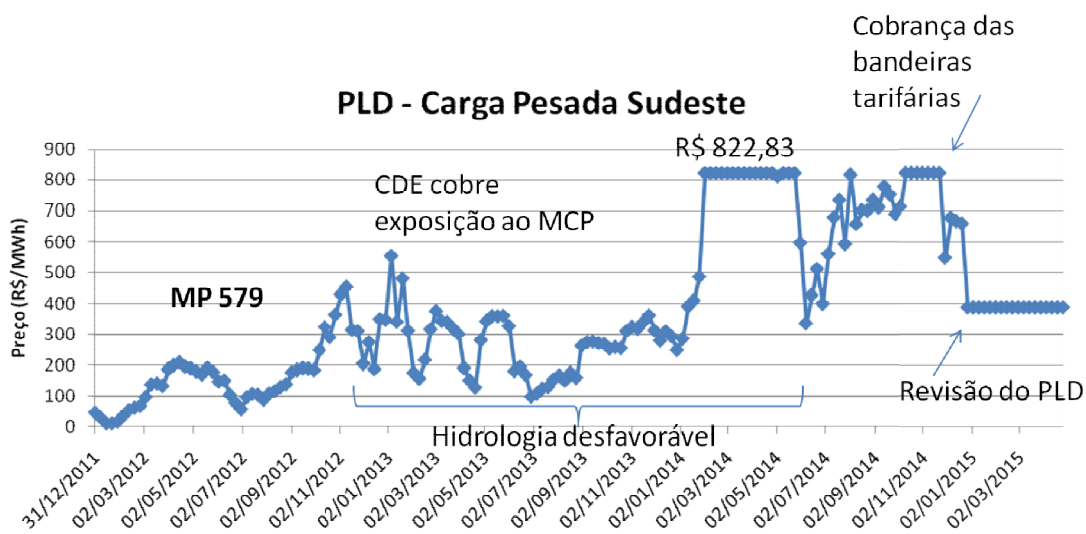


Figura 2-6- Evolução do PLD de 2011 a 2015.

2.2 Setor Fotovoltaico no Brasil e no Mundo

O desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil teve início muito antes da publicação da **REN-482**. Já nos anos 80, operava no país uma das primeiras fábricas de módulos fotovoltaicos do mundo. A Heliodinâmica não só montava os módulos, mas também era responsável pelo crescimento do cristal de silício e fabricação da célula fotovoltaica, principal insumo do módulo. A empresa obteve destaque e perdurou no mercado até o final dos anos 90, quando com a abertura do mercado brasileiro para importação, os preços se tornaram mais competitivos e a produção nacional não acompanhara esta diminuição de custo. Até meados de 2015, somente uma fábrica de módulos fotovoltaicos encontrava-se em operação no Brasil, pertencente à TECNOMETAL, grupo mais conhecido dentro do mercado de mineração e máquinas de grande porte. Estima-se que até o ano de 2012 cerca de 30 MW de sistemas foram instalados, sendo a grande maioria em sistemas isolados (GTES, 2014).

Em 2011, a ANEEL promoveu a Chamada de N° 013/2011 visando atrair investimentos para Projetos de **P&D** para o desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica. A chamada recebeu o nome de "Projeto estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar

Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. A adesão ao projeto foi relativamente satisfatória com 18 projetos totalizando 24,6 MW em potência instalada e mais de 395 milhões de investimentos no setor. Informações atuais revelam que nem todos os projetos foram concluídos e alguns resultaram em dissídios. Dentre os casos de sucesso, está o projeto da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) em parceria com a USP (Universidade de São Paulo) com diversos tipos de sistemas incluindo um Estacionamento Solar Fotovoltaico, as usinas Tanquinho da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), Aurora da Trectebel e São Lourenço da Mata implementada pela CELPE (Companhia Energética de Pernambuco) no estádio Arena Pernambuco.



Figura 2-7 – Produção nacional representada pela Heliodinâmica e posteriormente TECNOMETAL.

A partir de 2012, várias iniciativas surgiram e possibilitaram uma nova dinâmica de mercado. A já citada **REN-482** criou os conceitos de micro e minigeração, além de alterar o **PRODIST** (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), incluindo um novo capítulo no módulo 3, referente ao acesso ao sistema de distribuição por micro e minigeradores. A resolução no seu primeiro formato não altera a Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010), portanto mantém todos os critérios já válidos para os demais consumidores. O documento cria também o mecanismo de compensação de energia, facilita o acesso ao sistema de distribuição e estabelece os critérios de medição. O prazo estabelecido para que as distribuidoras se adequassem ao novo mercado foi estipulado em 240 dias. No entanto, antes do prazo regulamentar, várias “brechas” da resolução e outras inconsistências com o modelo tarifário existente foram resolvidas através da Resolução Normativa 517, de 11 de Dezembro de 2012 (ANEEL, 2012a). Dentre as principais mudanças, as que mais se destacaram foram:

- a possibilidade de aproveitamento de créditos de energia somente para titulares com o mesmo CPF ou CNPJ;
- o critério de aproveitamento dos créditos dentro do ciclo de faturamento forçando o autoconsumo de energia;

- estipulação de um valor mínimo remuneratório para a concessionária de acordo com o tipo de cliente. Para clientes de BT o valor mínimo a ser faturado será igual à taxa de disponibilidade enquanto que para o cliente de MT será cobrada a demanda contratada.
- limitação da potência instalada também de acordo com a tensão de conexão do cliente. O cliente BT poderá instalar no máximo o valor correspondente à sua carga instalada. Na MT, o cliente ficará limitado ao máximo valor de demanda contratada.

A **REN-517** é resultado da audiência pública nº 100 de 2012. Nesta audiência a maioria das distribuidoras pediu um novo prazo para adequação dos sistemas de faturamento devido às mudanças do sistema de compensação de energia. Já os grupos ligados aos integradores de sistemas pediam, entre outras demandas, a retirada de exigência do **DSV** (Dispositivo de Seccionamento Visível) das instalações de geração distribuída conectadas através de inversores (solar e eólica). O **DSV** era exigido para que a acessada em eventos de manutenção pudesse seccionar visivelmente a unidade com geração do sistema elétrico. A ANEEL indeferiu ambas as solicitações. Somente em março de 2014 a agência reguladora publicou o Despacho nº 720, permitindo que microgeradores conectados através de inversor não instalassem o dispositivo. Esse foi um importante avanço na quebra de barreiras a inserção de sistemas de pequeno porte, visto que a utilização do **DSV** onerava significativamente as instalações de pequeno porte (abaixo de 3 kWp).

Ainda em 2012, várias concessionárias publicaram as normas específicas de sua região de concessão. A CEMIG, por possuir conhecimento acumulado de vários anos, fruto da iniciativa de eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos, capitaneou uma iniciativa dentro da ABRADÉE para divulgação dos critérios técnicos necessários para a correta integração dos sistemas com a rede. Deste esforço, o rascunho de uma “norma padrão” foi distribuído entre várias concessionárias menores. A deficiência técnica mostrada por diversas concessionárias em relação à tecnologia pode ser explicado pela enorme inércia que toda mudança possui no setor elétrico. Junto com o **PRODIST**, as normas técnicas das concessionárias são o principal documento técnico de consulta para os acessantes da rede elétrica. Até os dias atuais, mesmo após 3 anos de resolução em vigor, são diversas as queixas encontradas entre os integradores e clientes do mercado fotovoltaico. Entre os principais problemas relacionados à regulação destacam-se:

- problemas de faturamento. Muitas concessionárias não adequaram o seu sistema de faturamento para comportar créditos de energia e sistemas bidirecionais levando a diversos erros de faturamento;
- dificuldade com equipe de leituristas. O medidor bidirecional implantado pela concessionária possui tipicamente dois mostradores, um para a energia injetada e outro para a energia consumida;
- dificuldades em aprovar projetos:
 - exigência de critérios absurdos com relação à proteção e medição do sistema;
 - alguns problemas somente são resolvidos com a intervenção da agência reguladora;

- tempo de resposta longo. Um projeto pode levar dentro do prazo regulamentar até 82 dias para estar efetivamente conectado. Não é incomum o prazo regulamentar ser desrespeitado;
- falta de conhecimento técnico do pessoal responsável pela aprovação do projeto nas concessionárias.

Do ponto de vista normativo técnico, ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) publicou em 2012 a Norma NBR IEC 62116 - *Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*, referência para aceitação do inversor fotovoltaico segundo o critério de anti-ilhamento pelas distribuidoras. O Brasil, a exemplo de outros países, desenvolveu sua própria norma de interface de conexão entre a rede elétrica e o gerador fotovoltaico aproveitando em parte a experiência de países como Alemanha e Itália. A NBR 16149 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição* e NBR 16150 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade* foram publicadas em 2013 com o intuito de normatizar os inversores que são conectados à rede elétrica brasileira. Em 2014, a NBR 16274 – *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho* busca padronizar os projetos e instalações de sistemas fotovoltaicos.

Com relação às certificações de produto, o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) regulamenta venda de produtos relacionados à energia fotovoltaica. A Portaria INMETRO 004, de 04 de Janeiro de 2011 apresenta os requisitos para etiquetagem dos produtos: módulos fotovoltaicos, inversor *off-grid*, controladores de carga e baterias. A etiquetagem pelo Selo **ENCE** (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia) é compulsória, significando que todo produto comercializado no Brasil precisa conter a certificação. Como o INMETRO é um órgão ligado ao MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior), todo módulo fotovoltaico precisa ser etiquetado anterior a sua importação, alguns componentes como as células fotovoltaicas também precisam de liberação antes de serem importadas. Depois de passado um ano da publicação das Normas NBR 16149 e NBR 16150, o INMETRO revisou a Portaria 004 para que ela pudesse incluir um critério de avaliação dos inversores fotovoltaicos para aplicações *on-grid*. A Portaria 357, de 01 de Agosto de 2014 contém atualizações e passa a exigir testes (conforme NBR 16149) para inversores com potência até 10 kW. As concessionárias deveriam começar a exigir a certificação a partir de Fevereiro/2015. No entanto, a oferta de laboratórios de certificação era tão pequena que muitos fabricantes de equipamentos não teriam tempo de se adequar e obter o certificado. Com a ajuda de várias associações como a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica) e ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica) os agentes de mercado pressionaram o INMETRO a esticar os prazos de forma a não frustrar o caráter competitivo do mercado de inversores solares. Desta forma, a Portaria 271, de 02 de Junho de 2015 suspendeu por tempo indeterminado a exigência de certificação para os inversores.

Do ponto de vista tributário, os sistemas fotovoltaicos podem ser tributados na comercialização e também na energia que flui pelo sistema de compensação de energia. No Brasil, os impostos sobre o preço da energia podem chegar a 40% do valor pago. O **ICMS** nas

contas residenciais pode variar de 0 a 30%. O impacto sobre a viabilidade do sistema com e sem o **ICMS** é bastante perceptível. Quando a **REN-482** foi publicada, a ANEEL e diversas outras entidades desenvolvedoras do mercado de **GD** foram taxativas quanto a não incidência do **ICMS** sobre a energia injetada pelo microgerador. No entanto, o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) foi irredutível e em 2013 publicou o Convênio CONFAZ 06/2013 que na prática aplicava o imposto a toda energia injetada pelo gerador na rede. Com nova pressão das entidades do setor elétrico e associações, o parecer do Convênio 06 foi revertido em 2015. No entanto, ficou facultado à Fazenda de cada estado estabelecer ou não a Isenção nas atividades de compensação de energia. Neste sentido, o pioneirismo de Minas Gerais pode ser destacado, que já em 2013 com a publicação da Lei 20.824 isentava as operações de compensação de energia do **ICMS**. O Convênio CONFAZ 16/2015 além de reconhecer o entendimento da ANEEL sobre o sistema, teve adesão dos estados de Goiás, São Paulo e Pernambuco. Posteriormente, Rio Grande do Norte, Tocantins e Ceará também aderiram ao Convênio.

Como já explicitado anteriormente, dentre todas as fontes contempladas pela **REN-482**, a fonte solar fotovoltaica é a mais promissora para expansão das energias renováveis em sistemas de pequeno porte no Brasil. Este número pode ser corroborado pela expansão vivida pelo setor até Setembro de 2015. Dados obtidos da ANEEL através do Banco de Informações de Geração (**BIG**) mostram que em Setembro de 2014 a rede contava com aproximadamente 292 projetos com potência estimada em 15 MWp². A maioria dos projetos são advindos de Projetos de **P&D**, com destaque para a Usina Aurora de 3,0 MWp instalada pela Tractebel e a Central Solar Mineirão de 1,4 MWp (maior estádio solar). Levando-se em consideração somente os projetos de Geração Distribuída, o número de instalações atingia o número de 2,26 MWp em sistemas fotovoltaicos em operação. Os estados com maior destaque são Minas Gerais, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Tocantins. (COSTA, 2015)

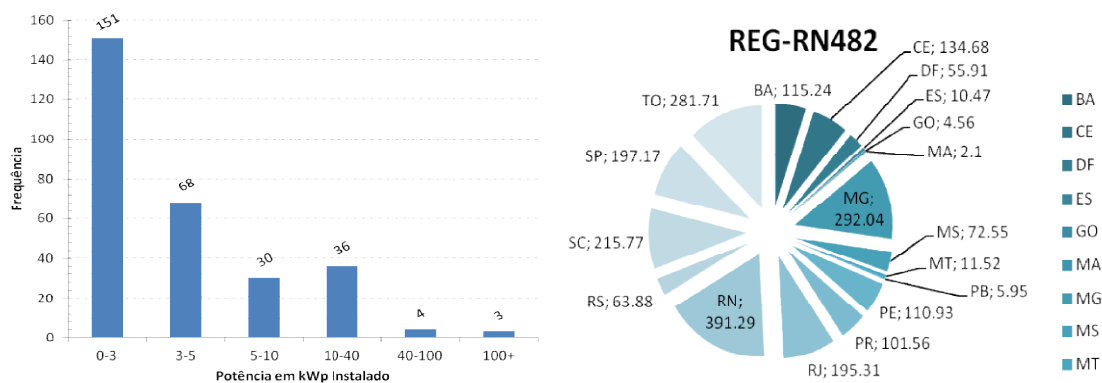


Figura 2-8 - Distribuição de projetos via REN-482 até setembro de 2014, (ANEEL, 2014a).

O histograma presente na Figura 2-8 revela o perfil das instalações realizadas. Os dados revelam que 75% dos sistemas são pertencentes à **PF** (Pessoas Físicas) e possuem potência igual ou inferior a 5 kWp. Já, das instalações acima de 10 kWp, somente 14 possuem registro

² MWp – Megawatts pico. Refere-se à potência do sistema fotovoltaico em sua condição padrão de teste ou STC (*standard test conditions*): temperatura de 25° C, irradiação de 1000 W/m² e atmosfera em 1,5 ATM.

como **PF** (COSTA, 2015). Este fato evidencia uma segmentação de mercado por potência, o que é natural devido á quantidade de energia demandada por cada segmento.

Mostra-se na Figura 2-9 a composição total dos projetos solares fotovoltaicos até o final de 2014. Os estados que se destacam possuem usinas provenientes de projetos de P&D e que distorce os dados. Basta perceber que o estado de Santa Catarina, por exemplo, possui duas Usinas de P&D sendo 3,0 MW da Usina Aurora em Tubarão/SC já citada, além do projeto Megawatt Solar com potência de 930 kWp instalado no prédio sede da Eletrosul em Florianópolis/SC. Ambas as usinas não foram registradas via RN-482 e sim através dos procedimentos previstos na Resolução Normativa ANEEL 390/2009 (ANEEL, 2009).

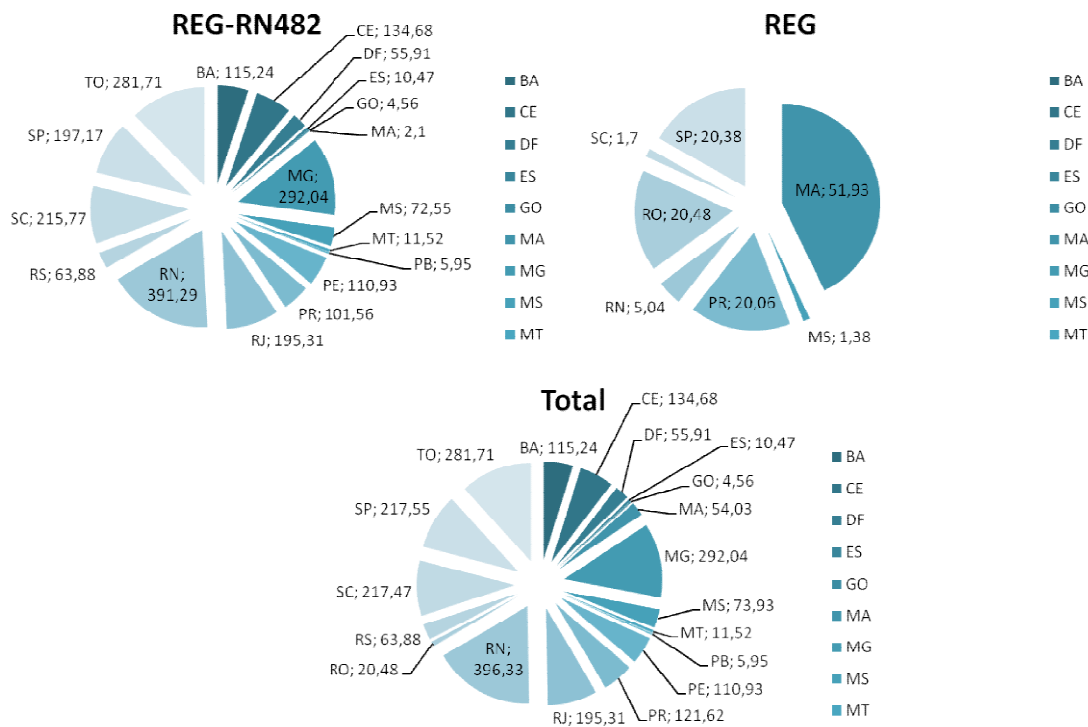


Figura 2-9 - Distribuição dos projetos de GD por estado, (ANEEL, 2014a).

Dados provenientes da audiência pública 026/2015 (ANEEL, 2015) revelaram números mais atualizados e consistentes com o cenário brasileiro levantado pela ANEEL. Dos 533 sistemas de geração distribuída em operação, 498 são da fonte solar fotovoltaica. O somatório de potência dos projetos subiu de 2,26 MWp para 5,44 MWp. Este último número, no entanto não informa se os projetos de P&D registrados através da **REN-482** estão ou não incluídos. O documento ainda revela que a proporção de projetos menores que 5 kWp com relação aos demais se mantém em torno de 75%, mais especificamente o índice nesta análise ficou em 73%. É importante ressaltar que apesar do crescimento percentual de instalações de 2013 para 2014 ser alto (400%), o número global (533) ainda revela um mercado pouco atrativo.

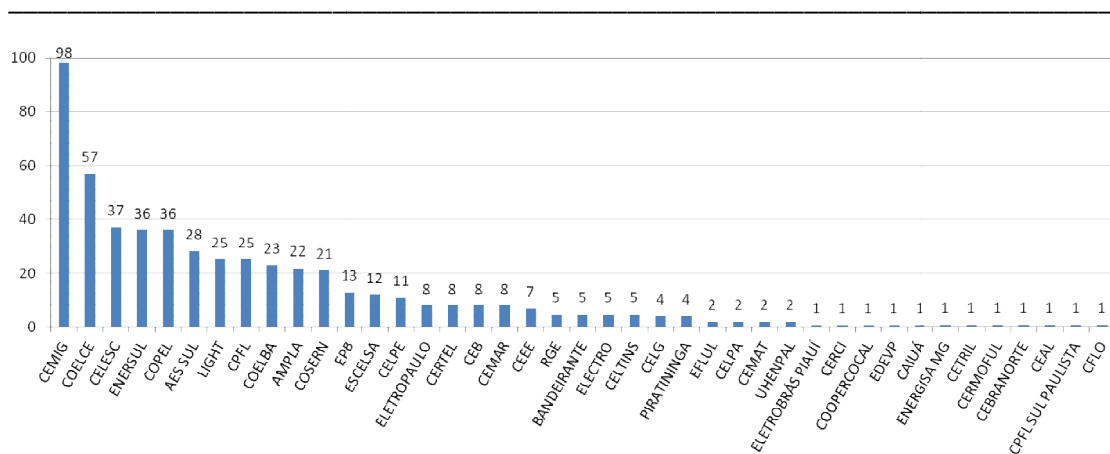


Figura 2-10 - Número de instalações de GD por concessionária, (EPE, 2014).

O número de conexões por distribuidora pode ser visualizado na Figura 2-10. Novamente o destaque vai para Minas Gerais liderando o *ranking* com 98 instalações. Vários fatores podem explicar esse fato. Minas foi o primeiro estado a isentar os microgeradores do ICMS sobre o sistema de compensação de energia, possui uma das maiores tarifas de energia do país (principalmente no segmento residencial devido ao ICMS com alíquota de 30%) e possui um bom índice de recurso solar, ligeiramente acima da média do país (EPE, 2014).

Os dados ainda não são muito animadores. Em comparação com outros países emergentes, a fonte ainda é pouco aproveitada no Brasil devido a diversos fatores envolvendo aspectos técnicos, comerciais e até regulatórios. Outros países emergentes como China, Índia e Chile possuem mercados dezenas de vezes maiores. Talvez a comparação com China e Índia seja um pouco desleal, devido ao fato de que ambos os países possuem maior demanda de energia, fábricas locais e custos de produção menores que o Brasil, além de uma economia em ascensão. Quando se compara o investimento em solar do Brasil com o Chile, vê-se que dado o potencial do recurso energético, a iniciativa solar no Brasil ainda é tímida. Em todo mercado mundial, a energia solar fotovoltaica sofreu grandes expansões somente através de subsídios ou políticas de incentivo direcionadas ao setor. No Brasil a escolha da regulação mostrou-se ainda incapaz de gerar demanda suficiente para tornar o país uma escolha segura para os investidores de solar, principalmente devido aos fatores externos relacionados à oferta de crédito e retorno de investimento dos sistemas.

No ano de 2015, o governo federal procurou incentivar o mercado de Geração Distribuída e o setor solar fotovoltaico em especial. Foram realizados dois leilões de reserva com contratações expressivas para a fonte, aproximadamente 1 GWp em cada. O imposto federal **PIS/COFINS** foi isento nas atividades de compensação de energia, a exemplo do ICMS em diversos estados. Outro fato relevante se diz à realização da revisão da **REN-482** procurando corrigir distorções da resolução vigente e implementar novas modalidades comerciais. Por fim, cabe ressaltar o esforço do BNDES em concluir um programa de Nacionalização Progressiva de forma a permitir que empreendedores tenham acesso aos financiamentos nacionais quando utilizando equipamentos produzidos no Brasil.

A Figura 2-11 apresenta os principais eventos descritos de forma gráfica e linear. Os resultados da Audiência Pública nº 26 são discutidos em uma seção a parte.

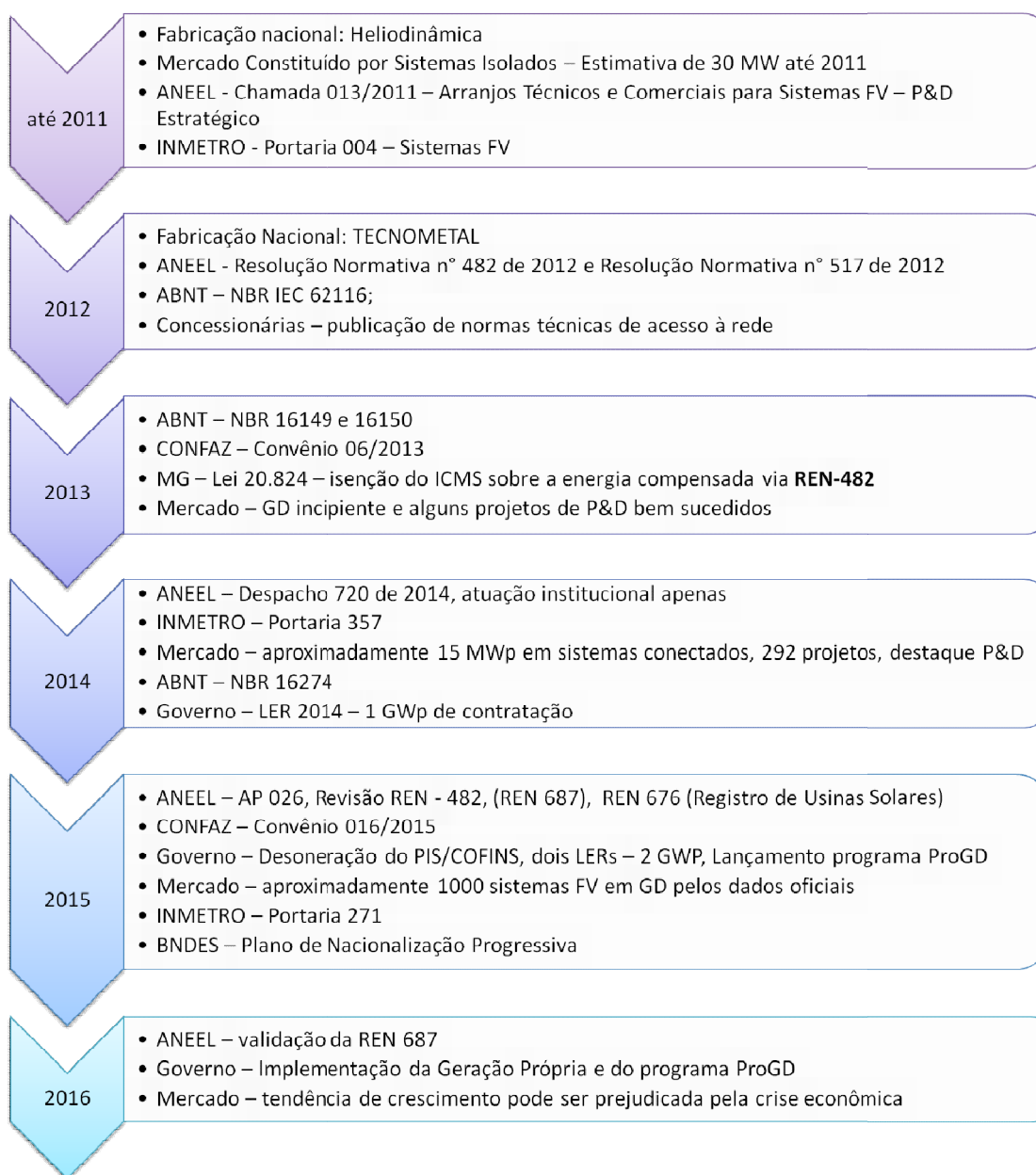


Figura 2-11 - Principais eventos do setor fotovoltaico em progressão anual.

No cenário mundial, a história recente mostra que uma forte dependência de incentivos pode levar a um mercado irreal. O clímax do mercado europeu ocorreu em 2011 com a instalação de aproximadamente 22 GWp fortemente impulsionado pelos benefícios (*feed-in tariff* ou FIT) ofertados por países como Itália e Alemanha. Em menos de dois anos o mercado Europeu reduziu pela metade devido a crises econômicas e cortes orçamentários para bancar os subsídios do setor solar. Ao mesmo tempo a China, principalmente visando consumir boa parte do seu estoque de módulos, alterou sua política quanto às instalações e se tornou o principal *player* mundial com a marca de 11 GWp de instalações em 2013. A Figura 2-12 mostra a potência acumulada por região global entre os anos de 2000 a 2013.

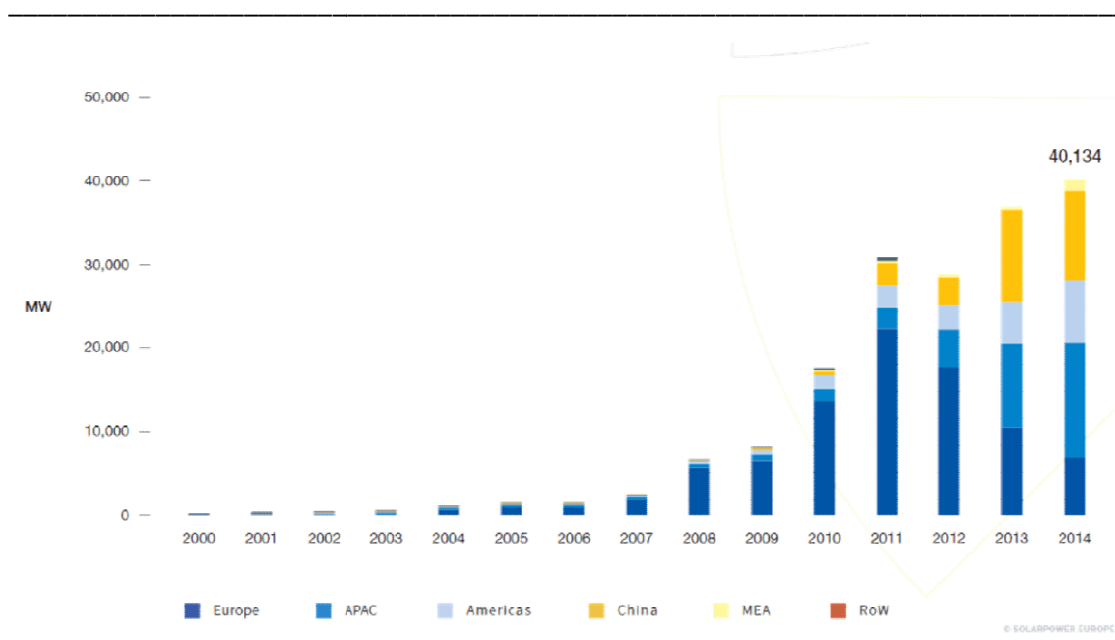


Figura 2-12 - Evolução do mercado fotovoltaico global entre 2000-2014, (SPE, 2015).

Olhando por esta perspectiva, a escolha do regulador brasileiro pelo *net-metering* se torna mais atraente para o crescimento sustentável da tecnologia, à medida que a fonte precisa competir com outras em condições de igualdade. Boa parte dos **EUA** aderiram a este formato de incentivo, que aliado com políticas *anti-dumping* de módulos chineses permitiu a expansão de fábricas e alimentou a indústria deste segmento no país. O sucesso americano também advém de políticas de financiamentos para a aquisição de equipamentos e iniciativas de alguns estados no sentido de aumentar a oferta de energia renovável em sua matriz elétrica. Em 2013, a capacidade instalada, nos estados Unidos já superava 12 GW, ocupando o terceiro mercado mundial, superando inclusive de Itália e Alemanha em potência instalada naquele ano (IEA, 2014). O estudo ainda mostra que a tendência de instalações de grande porte com **PPA** (*Power Purchase Agreement*) aumentou consideravelmente, sendo responsável por 60% do mercado em 2013. Dados da Solar Power Europe (antiga EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*) mostram que o mercado Americano já contempla 19 GWp em instalações em 2014 com projeção de 59 GWp até 2019 (SPE, 2015).

A EPE realiza todos os anos um estudo de planejamento energético (não só para a Matriz Elétrica) para prever o comportamento da oferta e demanda de energia do país no horizonte de 10 anos. Esse estudo é chamado de Plano Decenal de Energia ou **PDE**. O **PDE 2023** (EPE, 2014a) passou a incluir a fonte solar fotovoltaica dentro do horizonte de planejamento, o que mostra a preocupação do Governo Federal em expandir o setor no Brasil. Esse sinal aconteceu em concomitância com a realização do Primeiro Leilão Federal (Leilão de **Energia de Reserva** de 2014) contemplando a Energia Fotovoltaica com real possibilidade de contratação. A Tabela 2-1 mostra a projeção de participação na matriz energética por fonte até o horizonte de 2023, a fonte solar fotovoltaica aparece com 3000 MWp.

Tabela 2-1 - Planejamento de participação de fontes energéticas para os anos de 2013 a 2023, (EPE, 2014a).

FONTE	2013(c)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW										
RENOVÁVEIS	103399,00	110335,00	118653,00	125444,00	133193,00	142849,00	146046,00	14974,00	154472,00	158947,00
HIDRO	79913,00	82629,00	87183,00	92193,00	96123,00	100935,00	101874,00	103344,00	106167,00	108941,00
IMPORTAÇÃO	6120,00	6032,00	5935,00	5829,00	5712,00	5583,00	5441,00	5285,00	5114,00	4925,00
OUTRAS	17366,00	21674,00	25535,00	27422,00	31358,00	36331,00	38731,00	41111,00	43191,00	45081,00
PCH	5308,00	5538,00	5671,00	5701,00	5854,00	6289,00	6439,00	6619,00	6799,00	6919,00
VENTO	2191,00	5452,00	9019,00	10816,00	14099,00	17439,00	18439,00	19439,00	20439,00	21439,00
BIOMASSA	9867,00	10684,00	10845,00	10905,00	10905,00	11603,00	12353,00	13053,00	13453,00	13723,00
SOLAR	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00	1000,00	1500,00	2000,00	2500,00	3000,00
NÃO RENOVÁVEIS	21397,00	22224,00	22843,00	22843,00	22843,00	24248,00	24748,00	26248,00	27748,00	29248,00
URÂNIO	1990,00	1990,00	1990,00	1990,00	1990,00	3395,00	3395,00	3395,00	3395,00	3395,00
GÁS NATURAL	10666,00	11442,00	12169,00	12169,00	12516,00	12516,00	13016,00	14516,00	16016,00	17516,00
CARVÃO	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00	3210,00
OLHO COMBUSTÍVEL	3442,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00
DIESEL	1402,00	1402,00	1294,00	1294,00	947,00	947,00	947,00	947,00	947,00	947,00
GÁS DE PROCESSO	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00	687,00
TOTAL	124796,00	132559,00	141496,00	148287,00	156036,00	167097,00	170794,00	175988,00	18222,00	188195,00

No segmento de contratação através de Leilões para o mercado Regulado, o setor vislumbra uma chance real de crescimento. O LER de 2014 obteve a marca de 10.790 MW de projetos cadastrados, sendo 8.871 MW habilitados efetivamente. O preço teto da fonte foi estabelecido em R\$ 262,00/MWh. O resultado do certame provou que o setor estava preparado para o Leilão. Foram vendidos 890 MW em projetos e o preço sofreu um deságio de 17%. A Figura 2-13 contém um mapa produzido pela EPE mostrando a localização dos 31 empreendimentos contratados.

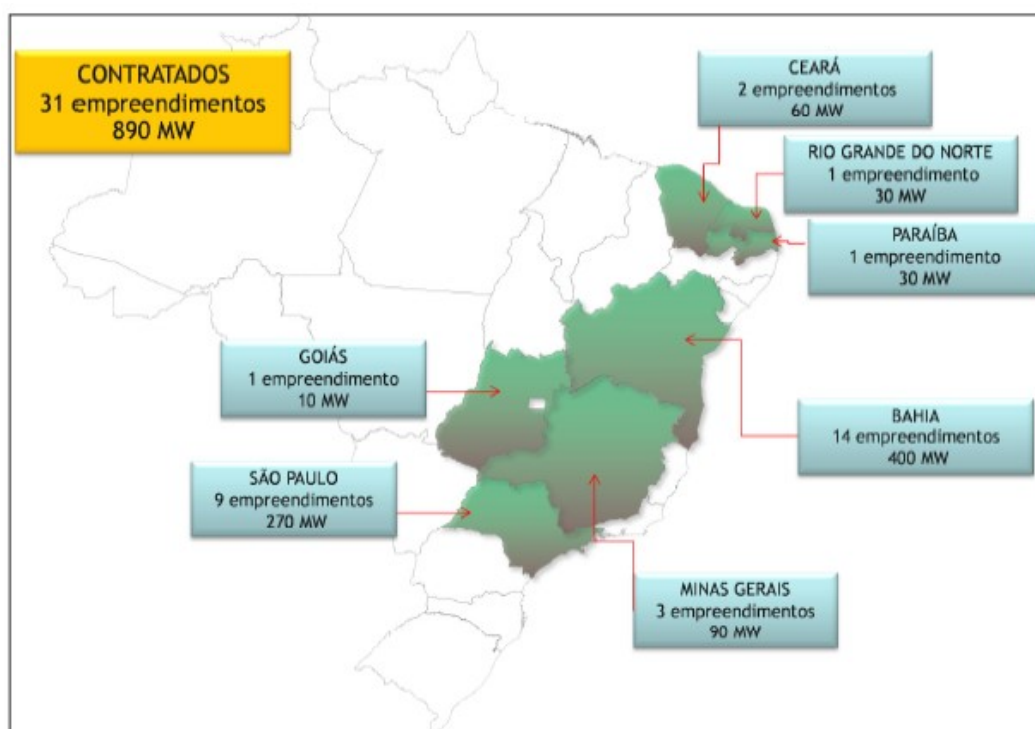


Figura 2-13 - Distribuição dos projetos fotovoltaicos contratados por estado no LER 2014, (EPE,2015).

Em 2015, o setor contou com mais dois Leilões para contratação da fonte. O 1º Leilão de Reserva de 2015, realizado em Agosto registrou 11 GWp de projetos habilitados, o que mostra o forte interesse do mercado neste setor. Como resultado o Leilão alcançou a marca de 830 MW contratados e preço médio de 301 R\$/MWh. O preço superior se deve principalmente ao efeito da evolução do câmbio entre 2014 e 2015.

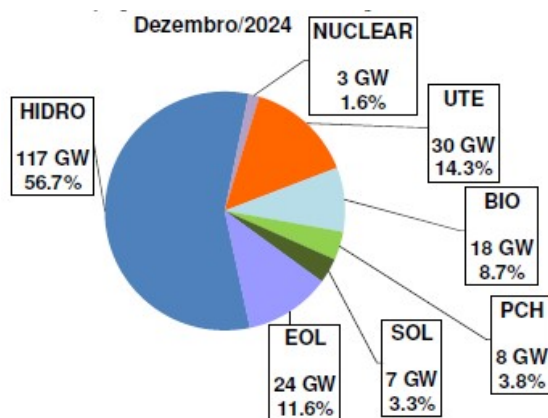


Figura 2-14 - Participação das fontes de geração em 2024, (EPE, 2015).

Este sucesso nas contratações levou a EPE a revisar os cálculos para o horizonte de contratação dos próximos anos. O PDE 2024 (EPE, 2015) já contém uma previsão superior ao dobro de participação da fonte solar fotovoltaica nos próximos anos conforme destacado pelo gráfico da Figura 2-14.

2.3 Análise Regulatória via REN-482 e via REN-390

O acesso à rede da concessionária é regulado pela ANEEL. O documento que regulamenta as condições para esse acesso é o PRODIST. Adicionalmente, cada concessionária possui normas específicas para atendimento de critérios técnicos de sua região de concessão, porém, via de regra, a exigência não pode ferir a regulação e deve ser adequada ao estabelecido no PRODIST.

Os módulos do PRODIST disciplinam a maioria dos procedimentos envolvendo o setor de distribuição, em especial, os módulos 3, 5 e 8, relacionados ao acesso de centrais geradoras à rede. O módulo 3 trata exclusivamente do “Acesso ao Sistema de Distribuição”, o módulo 5 traz critérios mínimos para os “Sistemas de Medição” e o módulo 8 estabelece valores de referência para os principais distúrbios da rede elétrica e outras questões referentes à “Qualidade de Energia”.

Anterior a publicação da **REN-482**, o acesso à rede para centrais de geração de pequeno porte só era possível através do registro ou outorga do poder cedente, mesmo para os casos em que a energia fosse ser utilizada somente no regime de autoprodução. Isso se devia ao fato que geradores conectados em paralelismo constante com a rede da concessionária precisariam ser registrados, aprovados e fiscalizados pelo operador da rede. A **REN-390** de 2009 regulamenta os processos necessários para a regularização do gerador, incluindo as documentações para a outorga. Para centrais de geração com potência instalada inferior a 5.000 kW o processo de obtenção de outorga é simplificado para Registro de Central Geradora. Para obter a outorga ou registro, a empresa interessada deve provar regularidade jurídica e fiscal, além de ser responsável por todos os estudos técnicos referentes à conexão da central ao sistema elétrico.

Apesar de o acesso a rede ser garantido para centrais passíveis apenas de Registro, o processo de obtenção de autorização para a geração é demasiadamente complexo. A central geradora poderá funcionar como agente autoprodutor de energia (**AUP**) ou produtor independente de

energia (**PIE**). No primeiro caso, se o gerador desejar vender os excedentes de produção, deverá a usina se cadastrar no Mercado Livre de Energia (**MLE**). Para os **PIEs**, a venda é permitida tanto no mercado regulado quanto no mercado livre. A participação no **MLE** envolve diversos processos, como o cadastramento na **CCEE**, e a utilização de medidores de energia padrão **ONS**, o que na prática implicam em vários custos. A Figura 2-15 ilustra as diversas etapas para a obtenção de outorga e respectivamente a documentação envolvida em cada processo.

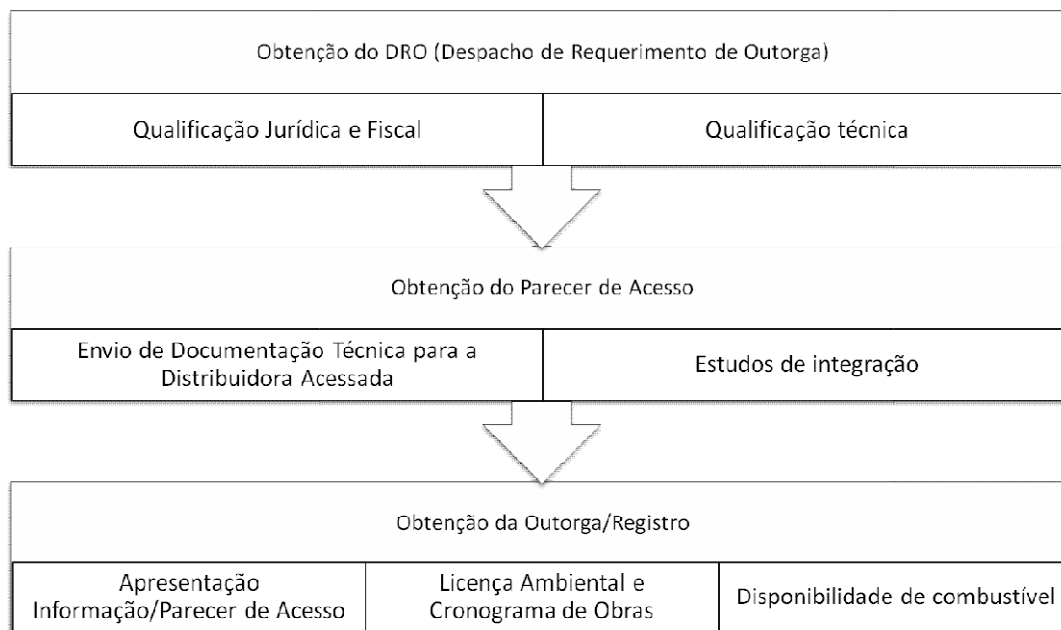


Figura 2-15 - Fluxograma de aprovação de projetos via REN-390 de 2009.

Pela Figura 2-15 é possível verificar que o processo de registro de central geradora é mais complexo que o processo de adesão ao sistema de compensação de energia. Ao aderir ao processo da **REN-482**, o acessante está dispensado de apresentar os estudos de conexão e demais documentos de qualificação para a ANEEL. O processo de obtenção de **Parecer de Acesso** também é simplificado, possuindo somente uma etapa direta entre cliente e distribuidora. Por fim, o registro da central geradora (por menor que seja) deverá ser realizado pela distribuidora, assim como todo e qualquer estudo de conexão que se faça necessário para a conexão. No entanto, como o sistema prevê somente a troca de energia, não existe a possibilidade de comercialização de excedentes de produção além de limites quanto à potência instalada de acordo com o ponto de conexão. Outro fato importante é que somente os consumidores cativos podem se conectar à rede através da **REN-482**.

Devido ao grande número de instalações solares em estudo no país, recentemente a ANEEL mudou a forma de outorga de produção para centrais geradoras fotovoltaicas. A Resolução Normativa nº 676, de 25 de agosto de 2015 (ANEEL, 2015a) trata exclusivamente da conexão de centrais fotovoltaicas à rede e cria uma legislação específica para o setor, a exemplo do que já ocorria com empreendimentos eólicos. Os processos são similares à **REN-390** de 2009 (que agora trata somente de fonte termoeletrica e fontes alternativas de energia excetuando-se hídrica, nuclear, solar e eólica), devendo o acessante apresentar a mesma documentação exigida anteriormente. Adicionalmente, a ANEEL entende que para o Registro da Central

Geradora Fotovoltaica será necessário a apresentação de 01 ano de medições solares no local do empreendimento, o que vai ao encontro com as exigências de participação dos Leilões de Energia promovidos pelo Governo Federal.

2.4 Evolução do Mercado de Geração Distribuída

O mercado de geração distribuída no Brasil até a publicação da **REN-482** era praticamente inexistente, sendo somente objeto de estudos por parte de curiosos e instituições de ensino. A entrada da resolução foi um importante acontecimento no país no sentido de mudança de paradigma do setor elétrico, permitindo que a geração operasse também no centro de consumo.

Apesar de toda transformação criada pela normativa, a experiência prática mostra que a resolução ainda precisa evoluir para que o mercado se consolide definitivamente no Brasil. Os dados mais recentes publicados pela **ANEEL (ANEEL, 2015b)** mostram que os sistemas conectados através da resolução já atingem a marca de 1125 conexões, sendo 1074 a partir da fonte solar fotovoltaica como mostra a Figura 2-16.

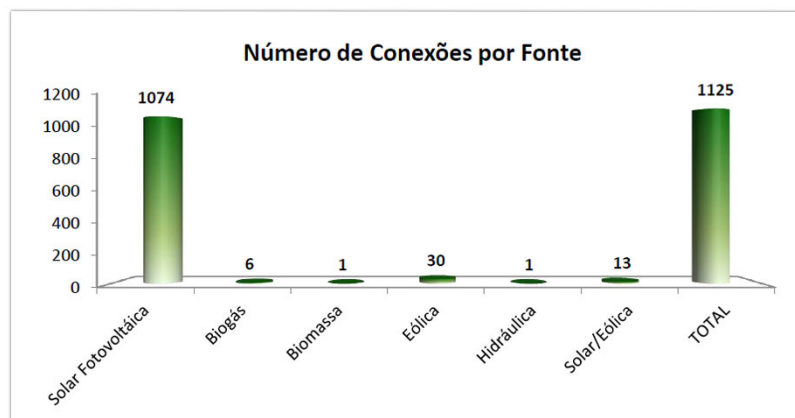


Figura 2-16 - Número de conexões por fonte via REN-482 (ANEEL, 2015b).

O gráfico presente na Figura 2-16 certamente estará desatualizado em pouco tempo uma vez que a tendência de crescimento da Geração Distribuída é exponencial na maioria dos países e grandes partes dos sistemas instalados ainda não estão corretamente registrados na agência reguladora. Porém, a expectativa de crescimento exponencial pode ser falaciosa tendo em vista que o incentivo regulatório (**FIT** principalmente) recebido nos países onde o crescimento se deu exponencialmente é diferente do modelo empregado no Brasil. Ainda assim, considera-se que a tendência de crescimento será firme nos próximos anos principalmente devido aos aumentos no custo de energia sofridos no ano de 2015.

É interessante notar como os diferentes segmentos e *players* de mercado enxergam este crescimento. As contribuições enviadas pelos diversos agentes durante a **Audiência Pública (AP)** n°26, realizada em maio de 2015, revelam por um lado a preocupação dos integradores de sistemas, fabricantes da tecnologia e outros agentes que trabalham na venda dos produtos com a simplificação de regras e “relaxamentos” nas normativas em contraste com as concessionárias que querem o enrijecimento do sistema e cobrança de outros custos que não

são levados em consideração pelo mecanismo de compensação de energia. O tema é de tamanho interesse no cenário brasileiro que recebeu 101 contribuições de diversos agentes bem como realizou duas reuniões presenciais para colher opiniões a respeito das melhorias na regulamentação vigente.

A **ANEEL** como agente mediador necessita encontrar o equilíbrio entre todos os tipos de pressões e, ao mesmo tempo em que atende ao pleito dos concessionários, não inviabilizar os investimentos dos agentes comerciais. Neste sentido, a mudança proposta durante a AP 26 coloca, além de outros, os principais temas em discussão elencados:

- Definição de novas fontes para participar do sistema de compensação de energia.
- Redefinição dos limites de microgeração (até 75 kW) e minigeração (até 3 MW para fonte hidráulica e 5 MW para demais fontes).
- Permissão para que unidades consumidoras (UC) reunidas em condomínios possam participar do sistema de compensação de energia.
- Melhoraria das informações contidas na fatura de energia dos consumidores optantes pelo sistema de compensação.
- Gratuidade para os custos de medição nos sistemas de microgeração.
- Correção das diversas distorções no entendimento sobre o faturamento.
- Padronização das informações necessárias aos projetos de Micro e Minigeração.
- Redução do tempo total entre a entrada do projeto e a efetiva ligação do consumidor.

Como exemplos, são analisadas as contribuições da **ABSOLAR** e da **CEMIG** e alguns pontos conflitantes entre as mesmas. É interessante notar o aspecto contrastante entre concessionário e acessantes na forma como definem a inserção de geração distribuída e suas consequências. Os dois trechos abaixo são retirados integralmente das contribuições de cada agente em (**ABSOLAR, 2015**) e (**CEMIG, 2015**) respectivamente. A escolha por estes agentes se dá devido ao fato que a **ABSOLAR** desempenha um papel de integração entre diversos setores pró-desenvolvimento do setor solar contando não só com indústrias, mas também com acadêmicos e integradores. Já a **CEMIG** possui um histórico de pioneirismo no setor e deve se tornar a principal acessada conforme o que os números já comprovam até o momento.

ABSOLAR - “A REN 482/2012 foi estruturada pela ANEEL com o objetivo principal de incentivar e fomentar a geração distribuída renovável no país. No entanto, passados três anos desde a sua concepção, a resolução resultou na instalação de menos de 10 MW em sistemas de geração distribuída no país, um valor muito aquém do potencial nacional para o segmento. Entendemos, portanto, que um aprimoramento profundo da REN 482/2012 é necessário e deve priorizar um fomento mais eficiente e eficaz da geração distribuída renovável, usando para tanto referências e experiências de sucesso internacionais que já demonstraram sua potencialidade em outras regiões do mundo. Entre estes mecanismos de fomento, o net-metering comunitário e o net-metering virtual são oportunidades estratégicas para a ANEEL e recomendadas pela ABSOLAR.”

CEMIG – “A Cemig apoia o esforço do regulador em aprimorar os mecanismos que estimulem a introdução de novas tecnologias no setor elétrico nacional. Entretanto, é inconteste que a inserção da Geração Distribuída impacta diretamente no mercado e

na receita das distribuidoras. Esse fato é decorrente do marco regulatório setorial que aloca integralmente o risco de mercado às concessionárias de distribuição ao estabelecer que as variações de mercado, para cima ou para baixo, terão seus impactos financeiros absorvidos pela concessionária de distribuição. Nestes termos, não resta dúvidas que a redução de mercado promovida pela expansão da Geração Distribuída trará impactos adversos à receita e à rentabilidade das concessionárias de distribuição.

No contexto regulatório delineado acima, torna-se evidente o surgimento de um sinal econômico distorcido para o concessionário de distribuição. Se, por um lado, o regulador requer que o concessionário seja eficiente na promoção da Geração Distribuída, por outro lado ele penaliza, via redução de receitas, aquelas distribuidoras que foram eficientes em expandir essa nova tecnologia. Isso posto, propõe-se a esta Agência que atue no sentido de corrigir a distorção do sinal econômico apontada anteriormente promovendo-se assim, um ambiente regulatório propício ao desenvolvimento de novas tecnologias. Uma das alternativas seria promover ajustes na metodologia do Fator X.”

Alguns pontos conflitantes que valem a pena destacar são: potência máxima permitida para a instalação, permissão do *Net-metering virtual*, cobrança de **TUSD** (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) mesmo para os clientes de **BT**, cobrança do custo de disponibilidade (**CD**), valor dos créditos de energia, custo de adequações com melhorias e reforços da rede e custo com adequações nos sistemas de medição. Os resultados da AP 26 foram publicados em Novembro de 2015 e devem ser aplicados através de nova resolução normativa que modifica a **REN-482**. A minuta desta resolução já está disponível no site eletrônico do agente regulador e deve ser publicada até o final de 2015 (**ANEEL, 2015c**). A Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL (**ANEEL, 2015d**) contém todas as justificativas para as mudanças da resolução bem como explicita que as regras para as instalações já conectadas serão mantidas por ao menos 5 anos, de forma a garantir maior segurança regulatória para os agentes que já ingressaram no sistema de compensação de energia.

A Tabela 2-2 apresenta a visão de cada um dos agentes. Utilizam-se como bases a proposta da CEMIG como representativa para as acessadas e da ABSOLAR para os acessantes, mostra-se a proposta da ANEEL anterior e posterior à análise das contribuições dos agentes.

Tabela 2-2- Visão dos diversos agentes quanto às mudanças na REN-482.

Item em discussão	CEMIG (Grupo de Acessadas)	ABSOLAR (Grupo de Acessantes)	Proposta ANEEL	Proposta aceita
Potência máxima da micro e mini geração	Limitação baseada no fator de carga da UC , na prática reduzindo o limite da GD .	Utilizar a soma da carga instalada ou demanda contratada das UCs reunidas no sistema de compensação acrescidas de 25%.	Limitar a potência da micro/mini geração de UCs do grupo B pela carga instalada e do grupo A pela demanda contratada.	Adotou-se o conceito de Potência Disponibilizada pela concessionária conforme Resolução Normativa 414/2010 (ANEEL, 2010).

Net-metering virtual	Acompanha a proposta do regulador.	Permitir que sejam realizados “condomínios solares” onde a energia injetada seria medida e posteriormente repartida entre diversos agentes reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito.	Não aplicável.	Não aceito. A proposta apesar de aplicável fere a legislação vigente e pode mascarar um comércio de energia. A minuta da nova resolução irá vedar a prática.
Cobrança de TUSD sobre clientes de BT (Tarifa Binômia)	Criação de uma tarifa binômia para os clientes de BT, o que implica em custos extras para o sistema de compensação de energia dos Microgeradores.	Acompanha a proposta do regulador.	Não aplicável.	A criação de uma tarifa binômia para clientes de BT fere a legislação vigente, portanto não foi aceito pela ANEEL.
Cobrança do Custo de Disponibilidade (CD)	O saldo de créditos deve ser utilizado para abater o consumo excedente do mês corrente, mesmo que essa diferença esteja dentro do limite do CD do cliente.	Incorporar o valor em kWh do CD (conforme a tensão) nos créditos auferidos pelo gerador caso o montante gerado não supere o valor do CD.	Propõe eliminar a distorção ocorrida com relação ao saldo de créditos e a cobrança do CD. Os eventuais créditos do cliente não deverão ser utilizados para abater consumo residual com valor menor que o CD do cliente.	A proposta do regulador foi mantida.
Valoração dos créditos de energia	Acompanha a proposta do Regulador.	Excluir a relação das tarifas com a compensação. Na prática tornaria o valor do kWh único independente do posto horário.	Para efeitos de compensação em outros postos horários e/ou outras UCs sobre o regime de compensação deverão ser observados os valores dos componentes da Tarifa (TUSD + TE) expressos em R\$/MWh.	A proposta do regulador foi mantida.
Custo com reforços e melhorias na rede	Todos os geradores deverão arcar com os eventuais custos de melhoria ou	Todos os custos de adequação da rede para melhorias ou reforços deverão ser cobertos pela	Eventuais custos de melhorias da rede em função da conexão de micro/mini geração de	Estabeleceu-se que os custos com reforço ou melhoria da rede deverá ser arcado pela

	reforços na rede.	concessionária independente se micro/mini geração.	energia devem ser cobertos integralmente pelas distribuidoras.	concessionária somente para microgeradores. Definiu-se melhor os conceitos de reforço e melhoria do sistema de distribuição.
Custos com sistemas de medição	O custo da adequação do sistema de medição deve ser arcado pelo interessado.	Acompanha a proposta do regulador.	O custo dos sistemas de medição deverá ser arcado integralmente pela concessionária.	O custo para instalação de microgeração deverá ser arcado pela concessionária. O custo para minigerador deverá ser partilhado com a concessionária.

Neste novo contexto, o regulador pretende alterar a resolução de forma a criar menos conflitos entre a **REN-482** e demais resoluções que disciplinam o setor elétrico, principalmente com a **REN-414**. A alteração dos limites máximos de microgeração para 75 kW e 5 MW para minigeradores resolve não só o conflito entre os limites de instalações em **BT** e **MT**, mas como elimina o buraco criado para centrais entre 1 e 5 MW que não são grandes o suficientes para participação em leilões ou viáveis no mercado livre e são passíveis somente de registro.

Outro aspecto que foi benéfico, principalmente para microgeradores está na eliminação da limitação de potência pela carga instalada do consumidor do **grupo B** (consumidores atendidos em baixa tensão). A agência pretendia somente incluir um inciso ao artigo correspondente evidenciando que as cargas dos sistemas auxiliares da microgeração não poderiam ser levados em consideração no cálculo da carga instalada e, por fim, que a verificação da carga instalada deveria ser arcada pela distribuidora. Isso é impraticável uma vez que essa medição se baseia somente em equipamentos de posse do consumidor, que podem ser alterados em momentos distintos.

A solução encontrada foi limitar a potência do microgerador pela capacidade nominal em kVA do padrão de entrada, sendo este conceito definido pela **REN-414** como potência disponibilizada. Desta forma a potência máxima do microgerador será função da corrente nominal do disjuntor e da tensão nominal do barramento ao qual a **UC** é atendida, assim como o número de fases. Caso o microgerador deseje aumentar a potência disponibilizada deverá solicitar aumento de potência disponibilizada nos termos do Art.27 da **REN-414**. Haja vista que a **REN-414** obriga o concessionário à gratuidade de atendimento e reforço de rede até 50 kW, fica evidente que o microgerador não terá nenhum custo referente às adequações na rede até este limite.

O intuito do regulador é que a geração se aproxime do centro de consumo, portanto, para evitar que a **REN-482** seja utilizada de forma distorcida, a resolução prevê uma forma de

compensação diferente para o autoconsumo e o que foi chamado de **autoconsumo remoto**. O autoconsumo remoto se dá quando a compensação de energia é feita em **UCs** distinta da mesma que a gerou, excetuando-se **UCs** em áreas contíguas. Em casos onde a energia for utilizada para abater o consumo de outras unidades consumidoras, a energia será valorada somente pela componente **TE** da tarifa de energia do posto horário que a gerou. Isso se aplica inclusive para geradores reunidos em cooperativas solares através do mecanismo de geração compartilhada.

Essa decisão foi revista durante reunião extra-ordinária realizada na ANEEL, e a proposta inicial de valorar a energia gerada fora do local de consumo manteve-se em **TUSD+TE**. O principal argumento em favor da manutenção da norma conforme já está se dá ao fato que o impacto significativo do não pagamento da **TUSD** pelos microgeradores ainda não foi devidamente contabilizado pelas concessionárias. No cenário atual de expansão da geração distribuída poderia inviabilizar diversos empreendimentos que pretendem utilizar tanto o autoconsumo remoto quanto a **geração compartilhada** (ANEEL, 2015e).

Nota-se que o regulador buscou ampliar o leque de arranjos comerciais criando os conceitos de **geração compartilhada** e **empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras**, ouvindo o pleito de diversos agentes do setor. Na prática será possível criar cooperativas solares, onde diversos interessados se reúnem através de uma cooperativa detentora da posse de uma micro ou mini de geração. Os créditos obtidos pela cooperativa poderão ser repartidos entre os membros conforme determinação dos cooperados. O condomínio solar também será permitido, porém somente para empreendimentos localizados em áreas contíguas e que possuam um regimento (semelhante à convenção de condomínios). Os créditos em ambos os casos só podem ser usados dentro da mesma área de concessão e a limitação de potência será dada pela **potência disponibilizada** pelo concessionário ao empreendimento.

Apesar de interessante um meio que possibilite a redução de custo devido a uma maior escala do empreendimento, os casos de geração compartilhada e condomínios solares deverão ser estudados em profundidade para que seja constatada viabilidade financeira e jurídica do mesmo. Em casos onde a cooperada for proprietária de minigeração deverá ser previsto formas de pagamento da parcela de demanda contratada, que ainda será faturado pela concessionária.

Por questões de impossibilidade jurídica, o sistema de *net-metering* virtual (**NMV**) foi vedado. O conceito foi introduzido nos EUA e tem como principal característica a compra de quotas de participação de sistemas de geração localizados, obviamente, em áreas não pertencentes ao quotista. A manutenção e construção do ativo ficam a cargo de um agente comercializador/empreendedor. O **NMV** permitiria em tese que o consumidor alugasse terrenos com instalações de **GD** e o dono do empreendimento fosse remunerado proporcionalmente pela geração da parcela do quotista. Conforme bem destacado em (**ANEEL, 2015c**), os contratos deste tipo seriam em síntese contratos de compra e venda de energia, parecidos com os vistos no Mercado Livre de Energia, o que só é permitido para consumidores não cativos (especiais ou livres). Em contraste, o mecanismo de **geração compartilhada** força o consumidor a ser dono – mesmo que indiretamente – da central geradora.

Outro ponto que exigiu a validação da esfera jurídica diz respeito com a criação de uma tarifa binômia para os consumidores de **BT** optantes ao sistema de compensação de energia. As concessionárias em uníssono implicam que a **GD** trará em médio prazo perda de receita, além de que nos moldes da resolução atual os custos cobrados dos consumidores cativos, principalmente de **BT** não são suficientes para garantir a remuneração e **O&M** dos ativos de distribuição. Conforme explicitado pela CEMIG em (**CEMIG, 2015**), a **GD** nos moldes da **REN-482** será predominantemente solar fotovoltaica. Devido à característica de intermitência da fonte bem como do descasamento dos períodos de geração com os períodos de consumo, os possíveis bem feitos advindos da instalação da energia solar nas redes não seria auferido pela concessionária. Isto se deve principalmente do fato que a ponta (período de 3 horas contido entre 17:00 e 20:00, podendo variar de acordo com a concessionária) continua sendo o momento de maior utilização da rede da concessionária e desta forma, o adiamento de obras de reforço de rede não seria possível. Ainda assim, para que fosse criado uma tarifa binômia o regulador concluiu que seria necessário alteração da legislação vigente, portanto vedou-se a tentativa.

Ainda sobre a forma de faturamento, foi mantido o entendimento acerca do custo de disponibilidade adicionando um comando para que os eventuais créditos de energia acumulados em meses anteriores ao faturamento não fossem utilizados no sentido de complementar o saldo referente ao **CD**. Muitos agentes se manifestaram no intuito de pedir o encerramento da cobrança do **CD** ou que os créditos acumulados fossem acrescidos do **CD** quando a geração fosse maior ou igual ao consumo. Neste sentido, essa confusão é criada principalmente pelo fato como o **CD** é cobrado, sendo função direta de um montante de **kWh** baseado na tensão de fornecimento do cliente. A proposta da **ABSOLAR** tida como referência neste estudo, propõe que o cálculo seja realizado da seguinte forma:

$$CA = (CD - C) + I, \text{ onde:} \quad (1)$$

CA – créditos acumulados em kWh;

CD – custo de disponibilidade em kWh;

C – consumo registrado;

I – energia injetada registrada.

Basta entender que o **CD** não se trata de energia efetivamente gerada, portanto não pode ser adicionada aos créditos do consumidor, da mesma forma o concessionário não pode utilizar os créditos acumulados para complementar o saldo faltante para complementar o **CD** referente ao nível de tensão do consumidor. Sendo assim, os créditos acumulados serão sempre função do consumo e energia injetada registrados. Caso o **CD** fosse cobrado como uma taxa fixa (sem incidência de impostos inclusive) essa discussão não aconteceria.

Por fim, os custos referentes a reforços e melhorias no sistema de distribuição, bem como do sistema de medição não poderão ser cobrados dos microgeradores. Este foi importante avanço para evitar situações absurdas de cobranças indevidas de concessionárias com intuito de dificultar ou mesmo inviabilizar o uso de geração distribuída em suas áreas de concessão. Como minigeradores são clientes tipicamente de **MT** (de maior complexidade) e

consequentemente detentores de um poder econômico superior à microgeradores, o agente regulador resolveu que os possíveis custos deste tipo de cliente poderão ser compartilhados com a concessionária.

Diversos outros aspectos tais como a manutenção de exigência de Anotação de Responsabilidade Técnica (**ART**) para projetos de microgeração, redução de prazos no processo de conexão, melhoria nas informações prestadas aos optantes do sistema de compensação de energia serão implementadas e devem contribuir para a modernização do processo de forma geral. Estuda-se outra revisão em até 5 anos da publicação da nova resolução.

Considera-se que o impacto regulatório destas alterações cria diversas oportunidades para o desenvolvimento do mercado de geração distribuída. O papel do regulador em termos de equilibrar os pleitos de cada setor também é considerado satisfatório tendo em vista que não houve excessos em nenhum sentido, tanto para acessantes quanto acessada.

3. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS

*Este capítulo apresenta uma metodologia para avaliação da viabilidade de projetos de sistemas fotovoltaicos. São apresentados critérios técnicos e comerciais que devem ser observados por integradores, projetistas ou donos de empreendimentos. Os critérios apresentados são em sua grande maioria subjetivos, de forma que a interpretação do real impacto que podem causar deve ser estudada caso a caso. É proposta ainda uma metodologia para execução do projeto energético e elétrico de microgeração fotovoltaica utilizando ferramentas de engenharia. Apesar de muitos conceitos serem aplicados tanto a microgeradores quanto minigeradores, o foco desta metodologia está no cliente de **BT** classificado como **microgerador**.*

3.1 Fluxograma de Atividades

O projeto de um sistema fotovoltaico irá invariavelmente passar por diversas etapas desde a decisão inicial do investidor até a sua completa execução. As atividades presentes no fluxograma mostrado na Figura 3-1 partem do pressuposto que o agente investidor está disposto a realizar o empreendimento e somente irá parar em caso de inviabilidade técnica ou comercial.

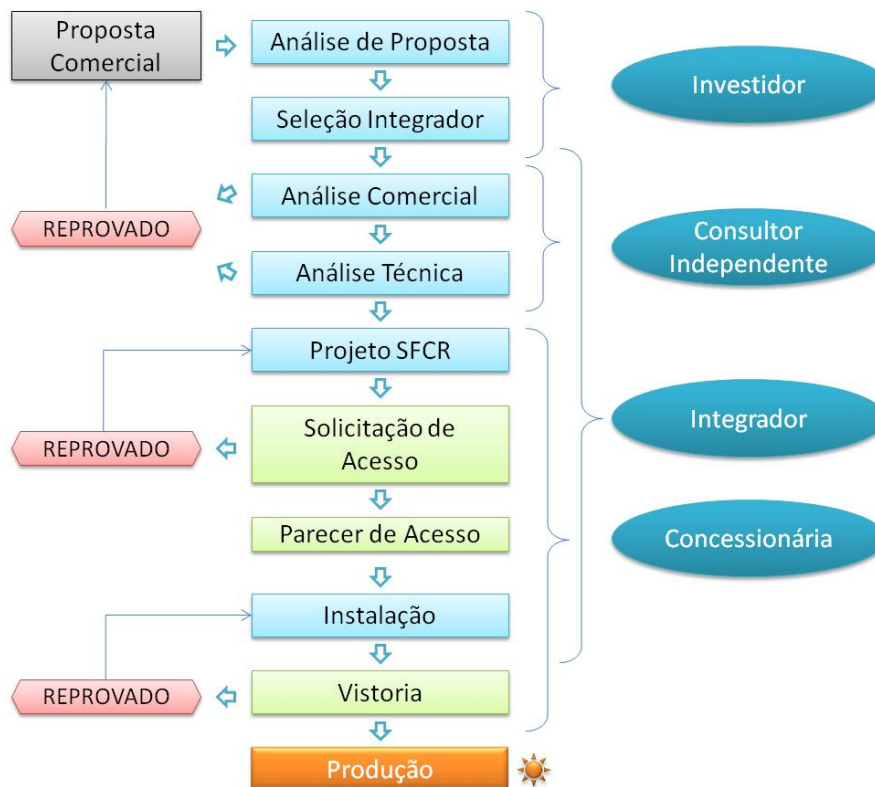


Figura 3-1 - Fluxograma de atividades de um empreendimento fotovoltaico.

Conforme ilustrado no fluxograma, algumas etapas possuem pontos de decisão podendo ser reprovados conforme o resultado da ação anterior. Caso os estudos de viabilidade técnica ou comercial retornem com fatores limitantes, a proposta comercial deverá ser revista no sentido de cobrir a deficiência. Cabe ressaltar que os estudos podem tanto ser realizados pelo integrador ou por um consultor independente. Obviamente, caso os estudos sejam feitos pelo próprio integrador, o investidor deve dispor de meios de avaliar os resultados das análises.

Atestada a viabilidade do empreendimento conforme premissas discutidas com o investidor, o agente integrador deverá proceder para a execução do projeto do **SFCR** e posteriormente solicitação de acesso na concessionária local. A concessionária é responsável por avaliar tanto o projeto, como a instalação no momento da vistoria. Nesta última, a concessionária poderá reprovar uma instalação somente por critérios que influenciem a rede, como por exemplo, a falta de um elemento de proteção. Critérios de desempenho não são avaliados pela concessionária, cabendo ao investidor, assessorado ou não por um consultor, criticar os resultados finais obtidos em cada etapa.

3.2 Análise de Viabilidade Técnica

Um sistema de geração fotovoltaica, independente da potência, demanda várias condições técnicas para o sucesso. O tipo e a posição da instalação, as condições prévias do local, o recurso solar, a seleção de componentes e diversos outros fatores irão influenciar o desempenho final da instalação. Mesmo que um local tenha vários condicionantes positivos como recurso solar adequado, bom posicionamento e componentes de qualidade, basta apenas um fator limitante para que o sistema se torne inviável. A Tabela 3-1 contém uma síntese dos principais aspectos e seu impacto relativo na viabilidade técnica de um empreendimento.

Tabela 3-1 - Aspectos técnicos para análise de viabilidade técnica de um SFCR.

Item	Aspecto técnico	Descrição	Impacto
1	Recurso Solar	Impacta tecnicamente e comercialmente a instalação do sistema fotovoltaico. O recurso solar em última instância será o determinante para que um sistema seja considerado viável.	Alto
2	Tipos de Instalação	O tipo de instalação refere-se ao local da instalação: solo, telhado/laje ou ainda ambos. Instalações em solo ou laje tipicamente ocupam maior área, principalmente em locais com latitude elevada, devido principalmente ao sombreamento mútuo causado entre as mesas dos módulos.	Baixo
3	Posicionamento	O posicionamento diz respeito aos ângulos de azimute e inclinação escolhidos para a instalação. Este ângulo altera o valor de energia incidente na superfície dos módulos. O posicionamento pode afetar sensivelmente a produção de energia de um sistema.	Médio
4	Sombreamento	O sombreamento aliado ao posicionamento é um dos fatores que mais influenciam a produção energética de um sistema fotovoltaico. Sombreamentos parciais podem afetar severamente a produção e em alguns casos causar danos irreversíveis aos módulos fotovoltaicos (efeito de <i>hot-spot</i>).	Alto
5	Componentes da instalação	Esta avaliação diz respeito à qualidade dos componentes de uma instalação. Os principais equipamentos de uma instalação fotovoltaica são os módulos e o conversor de corrente contínua	Médio

		(inversor). O correto dimensionamento destes equipamentos também é vital para o desempenho energético.	
6	Tensão de Ligação	O Brasil possui na distribuição dois padrões para a tensão de fornecimento para consumidores do Tipo B (Baixa Tensão), 220/127 e 380/220. O inversor, por ser um equipamento desenvolvido principalmente para as redes europeias, mesmo os modelos tropicalizados possuem tensão de ligação 380 volts para o caso trifásico e 220 volts para o caso monofásico.	Baixo
7	Condições prévias do local	Em todo empreendimento, antes de se proceder ao projeto executivo da instalação, será necessário conhecer as condições do local. O projetista deverá identificar rotas de cabos, espaços em quadros, tipo de instalação elétrica existente entre outros fatores importantes para o melhor aproveitamento da instalação existente.	Médio
8	Condições elétricas do local de instalação	A rede elétrica do local de instalação pode se tornar um problema difícil de resolver. Tipicamente, sistemas que pretendem se conectar em redes fracas, finais de linhas ou com alta taxa de distorção harmônica pode sofrer com problemas de sincronização. A intensidade do distúrbio presente na rede elétrica pode se tornar um fator determinante na viabilidade do sistema. O distúrbio não precisa ser proveniente necessariamente da rede elétrica, podendo ser causado pelas cargas do local de instalação.	Médio
9	Tipo de rede acessada	Em alguns casos, o sistema simplesmente não poderá ser conectado devido a restrições técnicas da rede da concessionária. Em casos de redes subterrâneas reticuladas, o sistema de geração torna a complexidade de proteção tão grande, que este tipo de rede não pode aceitar injeção de potência no fluxo reverso.	Alto
10	Condições Ambientais	As condições ambientais dizem respeito ao local de instalação. Ambientes urbanos tendem a possuir altos níveis de poluição e particulados suspensos. Existe uma perda associada à sujidade dos módulos fotovoltaicos. Outros fatores como presença ou não de animais silvestres podem impactar no tipo de instalação elétrica escolhida.	Baixo
11	Condições de Segurança	Os empreendimentos fotovoltaicos são uma novidade, no entanto, quando estes se tornarem de conhecimento público, os módulos e demais equipamentos podem se tornar propensos a furtos e vandalismo. Em projetos que envolvem áreas públicas este problema pode se intensificar.	Baixo
12	Condições de operação e manutenção	Localidades muito afastadas podem se tornar um problema de manutenção. Hoje a utilização de energia solar em meio rural ainda não ganhou força regulatória ou comercial, mas pode se tornar uma realidade com a implementação de políticas mais agressivas que o modelo atual. Em instalações urbanas, locais de difícil acesso podem ser problemáticos, como grandes telhados industriais com grande altura. A manutenção nesses casos tende a ser necessariamente realizada por empresas especializadas. Por fim, é importante citar a necessidade de monitoramento dos sistemas, de acordo com a potência instalada podem requerer sistemas de automação mais complexos.	Médio

As próximas seções visam propor critérios técnicos, em alguns casos comerciais inclusive, quando não existe dissociação entre os mesmos, para a avaliação de cada um dos principais pontos destacados na Tabela 3-1, em especial os itens de 1 a 8.

3.2.1 Recurso Solar

O principal parâmetro técnico (e também comercial) é o recurso solar disponível no local de instalação. O mapa presente na Figura 3-2 disponível através da iniciativa **SWERA** (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) com base nos dados obtidos pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) mostra a média para o **GHI** (*Global Horizontal Irradiation*) para todo o território brasileiro baseado em dados de satélite medidos no período de 1995 a 2005. O mapa mostra que todo o território possui um elevado índice de irradiação, variando de 4,5 a 6,5 kWh/m².dia³. Este valor representa a média de energia que chega ao plano horizontal por dia, o que não reflete exatamente a energia absorvida pelo sistema fotovoltaico, uma vez que este nunca será instalado na horizontal. Para calcular a energia incidente nos módulos, é necessário um modelo de transposição do plano horizontal para o plano inclinado. Quanto maior a mudança no posicionamento, maior será o desvio com relação ao medido no plano horizontal. Diversos softwares comerciais possuem modelos que fazem a transposição do recurso solar para a posição de instalação do arranjo fotovoltaico, tais como PVSyst, PVSol, RetScreen, entre outros.

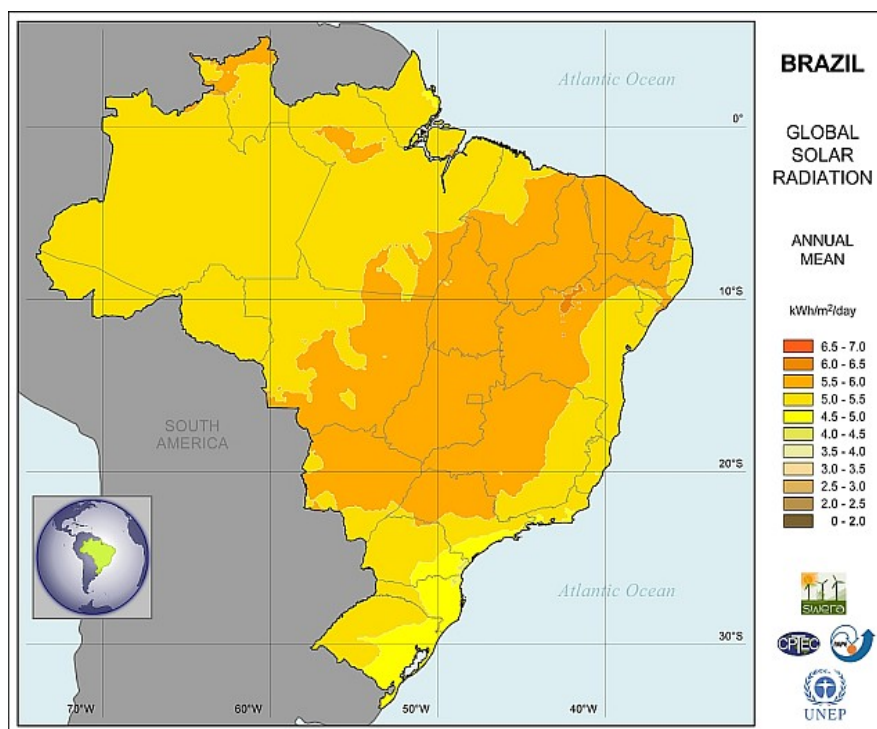


Figura 3-2 - Mapa de irradiação solar – dados INPE.

O recurso solar pode ser obtido de múltiplas fontes. Existem bases de dados públicas disponíveis na internet que podem ser acessadas com o intuito de obter uma estimativa do

³ kWh/m².dia – esta unidade mede a quantidade de energia recebida por metro-quadrado em um dia. O valor representa a média anual que terá variação mensal de acordo com a localização e regimes meteorológicos. Esse número é equivalente ao valor de horas de sol pleno.

recurso solar de uma determinada região. As bases de dados podem ser advindas de satélites, caso do Atlas Solar Brasileiro de 2006 (SWERA, 2006) ou através de interpolação de medições de estações solarimétricas em solo, como no caso do Atlas Solarimétrico do Brasil de execução pela UFPE (Universidade Federal de Pernambuco) e o CEPEL (CEPEL, 2001). Ambos os métodos possuem problemas na formatação dos dados. Para sistemas medidos somente por imagens de satélites, quanto menor a resolução da imagem, pior é a representatividade dos dados. Para os sistemas medidos localmente, a precisão diminui à medida que as isolinhas de radiação se afastam do ponto de medição. Outro ponto a se considerar consiste nos erros presentes em qualquer medição como perdas de dados, sensibilidade do elemento sensor, erros de integração e demais problemas comuns de medições através de sensores. Para os dados disponibilizados pelo Atlas Solar de 2006 (disponível pelo SWERA), o desvio médio relativo obtido pela medição do recurso via imagens de satélites em comparação com medições feitas através de sensores locais é da ordem de 5% a 7% (SWERA, 2006).

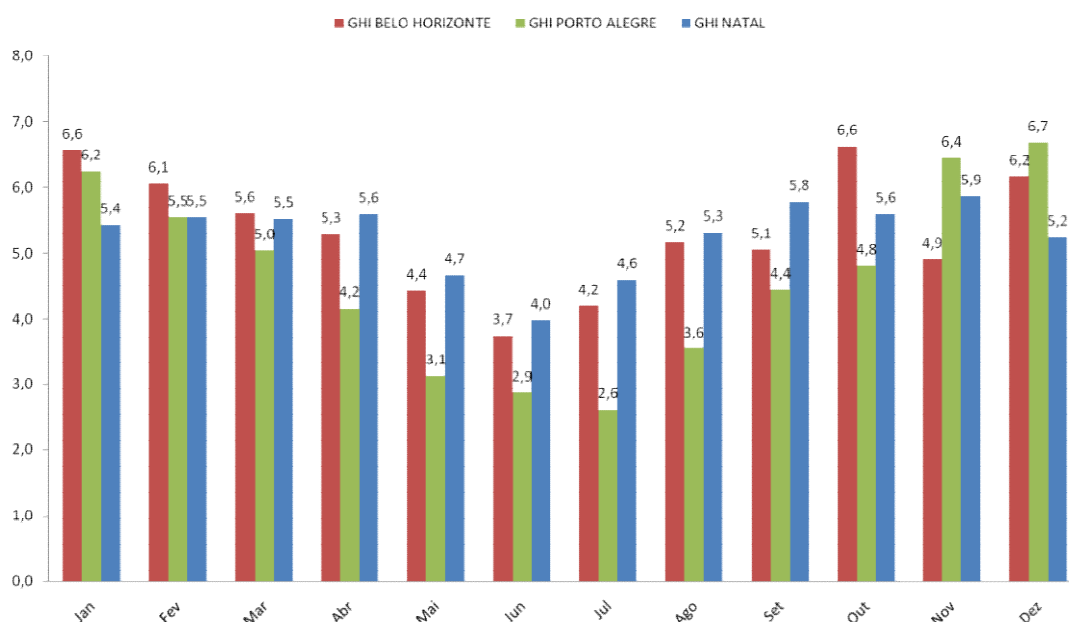


Figura 3-3 - Variação do GHI para três localidades com latitudes diferentes

Outro ponto importante a ser observado é que o recurso solar possui variabilidade mensal. Quanto maior a latitude do sistema menor será a irradiação nos meses de inverno. Os dados presentes na Figura 3-3 mostram as variações mensais para três capitais Brasileiras: Belo Horizonte (GHI Médio: 5,32 e Latitude: -19,9), Natal (GHI Médio: 5,26 e Latitude: -5,8) e Porto Alegre (GHI Médio: 4,62 e Latitude: -30,1). Natal possui uma curva *flat* revelando um perfil mais constante durante o ano. Já Belo Horizonte e principalmente Porto Alegre possuem uma elevada depressão nos meses de inverno. Para corrigir este efeito a melhor estratégia é inclinar o arranjo com a mesma angulação da latitude local, o que nem sempre é possível por limitações físicas do local de instalação.

O recurso solar irá determinar a potência da instalação fotovoltaica uma vez que são grandezas proporcionais. De toda forma, para se calcular a potência é preciso possuir a informação sobre o montante de energia que se pretende gerar. Um cálculo rápido para obter a potência do sistema é mostrado abaixo.

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{(GHI \times PR)}, \text{ onde:} \quad (2)$$

P_{pv} – potência pico do sistema fotovoltaico em kWp ;

E_{pv} – energia demanda do sistema em kWh por ano;

GHI – recurso solar médio para o local de instalação – kWh/m².ano;

PR – *performance ratio* ou taxa de desempenho;

Para fins de cálculo preliminar, pode-se utilizar **PR** entre 70% e 80%, este fator será melhor detalhado na seção referente ao projeto energético. O **GHI** utilizado deverá ser o do local de instalação. A energia demandada deve estar na mesma base de tempo que o **GHI** para que o número encontrado seja consistente.

O recurso solar é considerado um critério de viabilidade técnica com alto impacto, pois tem participação determinante na produção de energia do sistema fotovoltaico. É importante que o projetista possua um bom conhecimento sobre a base de dados utilizada, uma vez que sua escolha pode afetar significativamente os resultados da análise técnica e comercial, que pode ou não coincidir com a situação real.

3.2.2 Tipos de Instalação

Sistemas fotovoltaicos são facilmente adaptados, podendo ser instalados em diversos tipos de superfície, desde que a mesma suporte o peso próprio dos painéis e da estrutura de fixação utilizada. Para cada projeto será necessário identificar o melhor local de instalação para o sistema fotovoltaico. A partir do projeto arquitetônico, fotos do local ou mesmo de visitas pode-se determinar quais espaços poderão levar a um melhor aproveitamento.

Definem-se três tipos de instalações: não integradas a edificações, integradas parcialmente a edificações e totalmente entregadas a edificações.

Tabela 3-2 - Tipos de instalações de sistemas fotovoltaicos.

Instalações não integradas a edificações.

Sistemas instalados em áreas livres, como campos e áreas verdes. São utilizados sistemas de montagem em solo. É necessário atentar para que a distância entre as mesas dos módulos não provoque sombreamento mútuo entre si.



Instalações parcialmente integradas a edificações ou BAPV (Building Adapted Photovoltaics)

Compõe a maioria dos sistemas instalados em telhado em todo o mundo. O sistema é adaptado à arquitetura do local de instalação com ajuda de suportes.



Instalações totalmente integradas a edificações ou BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*)

Em projetos específicos pode-se proceder com a integração total dos módulos a arquitetura do local de instalação. Em muitos casos substitui-se um elemento estrutural como telhas ou vidros de fachadas por módulos semitransparentes.



Outra possibilidade para a instalação de módulos fotovoltaicos está em sistemas de estacionamento conforme pode ser visto na Figura 3-4. Este tipo de iniciativa pode contribuir para o melhor aproveitamento do espaço urbano, uma vez que não muda a utilização inicial da área e não a afeta negativamente. No Brasil os primeiros estacionamentos fotovoltaicos foram instalados por empresas integradoras ou através de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (HERRERO, 2014).



Figura 3-4 - Exemplos de estacionamentos fotovoltaicos instalados no Brasil. (a) USP, (b) Pituçu Solar, (c) Megawatt Solar e (d) Kwara do Brasil.

O tipo de instalação geralmente irá determinar o perfil de resfriamento dos módulos. Os módulos fotovoltaicos de tecnologia cristalina tendem a obter perdas muito significativas devido à temperatura, da ordem de 0,4% a 0,5% por grau Celsius (GTES, 2014). Para instalações não integradas, a temperatura de operação do módulo tende a ser próxima da **NOCT** (*Nominal Operating Cell Temperature*), nesta situação a perda por temperatura será menor que em uma situação semi-integrada (**BAPV**) ou totalmente integrada (**BIPV**). A condição **NOCT** refere-se a temperatura de trabalho do módulo quando submetido a irradiação de 800 W/m^2 , 20°C de temperatura ambiente e velocidade de vento incidente de 1 m/s .

A redução de eficiência por temperatura é considerada uma das maiores perdas de um sistema fotovoltaico. Entretanto, o problema está na forma de se contabilizar esta perda. A potência nominal de um módulo fotovoltaico é medida em condições **STC** (*Standard Test Conditions*), nesta condição a temperatura de operação da célula é de 25°C . Em condições normais de operação em países de clima tropical, um módulo devidamente conectado a rede elétrica tipicamente irá trabalhar com temperaturas superiores 40°C . Desta forma é possível inferir que o efeito da temperatura apesar de ser severo poderia ser considerado menor,

bastando que para isso a potência nominal não fosse calculada a 25°C. A fórmula para o cálculo da potência final em função da temperatura é dado abaixo.

$$P_{MP}(T) = V_{MP_{STC}} \cdot I_{MP_{STC}} \cdot (1 + (\alpha + \beta_{V_{MP}}) \cdot \Delta T), \text{ onde:} \quad (3)$$

α – coeficiente de variação da corrente de curto circuito em função da temperatura. Este coeficiente é geralmente positivo e pequeno;

$\beta_{V_{MP}}$ – coeficiente de variação da tensão de máxima potência em função da temperatura. Este coeficiente é normalmente negativo para módulos Si-C e domina a soma dos coeficientes.

ΔT – variação de temperatura.

O coeficiente γ que representa a perda por potência em função da temperatura normalmente é aproximado pelo valor de $\beta_{V_{MP}}$, uma vez que α é centenas de vezes menor. Estes coeficientes são fornecidos pelos fabricantes dos módulos, assim como a temperatura nominal de operação (**NOCT**). É possível verificar que a potência **NOCT** é bem inferior à potência nominal. Os dados presentes na Figura 3-5 foram retirados de um grande fabricante de módulos mundial – *Canadian Solar*.

ELECTRICAL DATA / NOCT*				TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Electrical Data CS6P	250P	255P	260P	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	181 W	185 W	189 W	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.5 V	27.7 V	Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Opt. Operating Current (Imp)	6.60 A	6.71 A	6.80 V	Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2 V	34.4 V	34.5 V	Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Short Circuit Current (Isc)	7.19 A	7.29 A	7.39 A		

Figura 3-5 - Valores de operação para a condição nominal e coeficientes de perdas, (CANADIAN, 2014).

Independente do fator temperatura, devido à alta adaptabilidade dos sistemas fotovoltaicos aos mais diversos tipos de telhado e edificações, o tipo de instalação é considerado de baixo impacto no estudo de viabilidade técnica, principalmente pelo fato que pouco se pode fazer para alterar o perfil de temperatura de operação dos módulos após definido o local de instalação.

3.2.3 Posicionamento

O posicionamento de um sistema fotovoltaico com relação aos ângulos de azimute e inclinação pode provocar perdas significativas na energia absorvida pelos módulos fotovoltaicos. Em sistemas sem rastreamento, o projeto deve considerar o melhor aproveitamento solar possível, para isso o ângulo de azimute deverá corresponder a 0° e a inclinação será igual à latitude do local de instalação. Na prática, raramente os telhados irão possuir azimute e inclinação perfeitos. Desta forma, caberá ao projetista avaliar qual a melhor dentre todas as opções disponíveis no local.

No APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO – CENTRO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E RECURSOS HÍDRICOS (CPH) - UFMG, encontra-se um estudo de caso mostrando o impacto do posicionamento do arranjo na produção energética final do arranjo fotovoltaico.

3.2.4 Sombreamento

Em uma instalação fotovoltaica conectada à rede, os módulos são ligados em série e paralelo para adequar os níveis de tensão e corrente à entrada dos inversores. Os módulos ligados em séries são denominados *strings* ou simplesmente séries. Um arranjo fotovoltaico é considerado um conjunto de módulos ligados em série ou paralelo conectados a um determinado conversor. Muitos fabricantes de inversores *multi-string* produzem equipamentos com mais de um **MPPT** (*Maximum Power Point Tracking/Tracker* ou rastreador do ponto de máxima potência). Desta forma, é importante salientar que um inversor pode ter vários arranjos, tanto quantos rastreadores possuir.

O sombreamento em instalações fotovoltaicas é extremamente prejudicial à produção energética. Isto por que a presença de sombra modifica a característica de tensão e corrente dos módulos conectados em série. O efeito do sombreamento parcial pode levar ao surgimento de vários máximos locais afetando o desempenho de todos os módulos conectados a um determinado rastreador de máxima potência. A Figura 3-6 evidencia o surgimento de máximos locais nas curvas $I \times V$ e $P \times V$, o que pode levar ao MPPT trabalhar em pontos de menor produtividade.

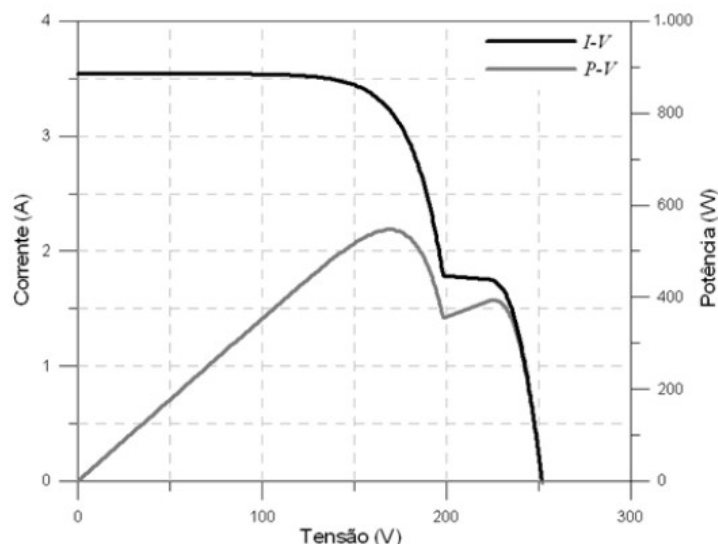


Figura 3-6 - Efeito nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ de uma série fotovoltaica com um dos módulo sobre sombreamento de 50%, (GTES, 2014).

Sombreamentos parciais advindos de grandes obstáculos (árvores e edificações i.e.) apesar de diminuírem a potência do sistema não são tão prejudiciais quanto pequenos sombreamentos causados por pequenos objetos como folhas ou dejetos de pássaros. Quando uma pequena parte da célula encontra-se sombreada ela pode continuar conduzindo, porém a parte sobre influência da sombra passa a absorver potência elétrica. Este efeito denominado *hotspot* pode provocar queima dos circuitos impressos nas células ou do encapsulamento que normalmente protege a parte posterior do painel. É importante ressaltar que o *hotspot* pode ser causado por falhas de fabricação, não somente através de sombreamento.

Sombreamentos podem ser basicamente de dois tipos: sombreamentos distantes, causados por objetos muito distantes como montanhas ou prédios afastados do arranjo fotovoltaico; ou

sombreamentos próximos, causados por obstáculos como árvores, caixas d'água, edificações ou partes delas, antenas, etc, que projetam uma imagem com contornos na superfície do arranjo fotovoltaico. Softwares de dimensionamento fotovoltaico como o PVSyst tratam os dois tipos de sombreamento de formas diferentes, pois eles produzem efeitos distintos nos módulos. Os sombreamentos próximos são mais prejudiciais e normalmente levam a grandes perdas de produção.

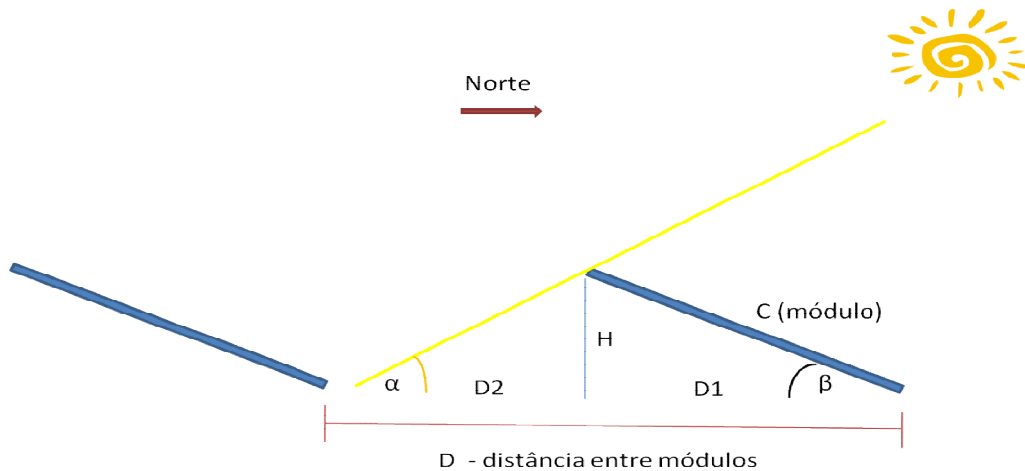


Figura 3-7 - Sombreamento mútuo e distância mínima entre módulos (ou mesas).

Conforme mostrado na Figura 3-7, para sistemas instalados em *sheds* – mesas de módulos dispostas com a mesma inclinação e em um mesmo sentido – é importante evitar o sombreamento mútuo causado pelas mesas que se localizam a frente das outras. A distância entre os módulos será definida em função da latitude e da inclinação dos módulos. Quanto maior o ângulo de inclinação maior será a sombra projetada e conseqüentemente menor será o aproveitamento da área.

A latitude influi diretamente nos ângulos de altura e azimute do sol durante o ano. Como regra prática pode-se utilizar o ângulo α igual à menor elevação do sol em azimute 0° . A Figura 3-8 ilustra como identificar α a partir do diagrama de caminho solar. Este ajuste deverá evitar a maior projeção de sombra possível no sentido de orientação dos módulos para uma incidência direta, desde que o arranjo esteja voltado diretamente para o norte (caso do hemisfério sul). A distância 'D' dos módulos pode ser calculada a partir das equações abaixo.

$$H = C \times \sin \beta \quad (4)$$

$$D_1 = \frac{H}{\tan \alpha} \quad (5)$$

$$D_2 = C \times \cos \beta \quad (6)$$

$$D = D_1 + D_2 \quad (7)$$

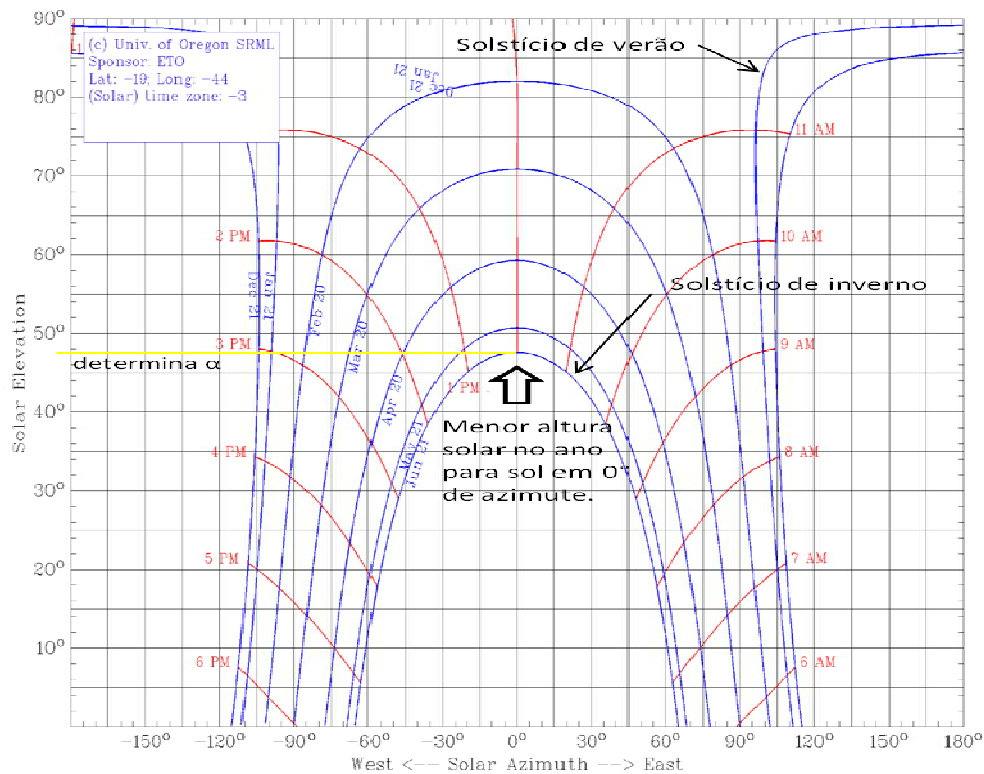


Figura 3-8 - Caminho solar para a localização -19,00;-44,00.

O caminho solar pode ser utilizado para calcular a projeção de sombras em qualquer época do ano. O software de dimensionamento solar PVSyst possibilita ao usuário modelar uma cena em três dimensões e calcular o efeito do sombreamento durante o ano. Este recurso é uma das melhores ferramentas disponíveis para estimar a perda por sombreamento, uma vez que este efeito é difícil de ser contabilizado em uma instalação real.

Quando o sombreamento é inevitável, pode-se reduzir seus efeitos utilizando-se inversores com diversos rastreados de máxima potência (**MPPT**), limitando o efeito do sombreamento aos módulos conectados àquele **MPPT**. Neste caso, deve-se segregar os módulos com influência de sombreamento a um mesmo **MPPT**.

O sombreamento possui um alto impacto na viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico, podendo ser determinante na viabilidade econômica do mesmo.

3.2.5 Componentes da Instalação

A seleção de componentes de uma instalação fotovoltaica passa pela especificação de todos os elementos que serão utilizados durante a instalação, desde os módulos fotovoltaicos, inversores, suportes de fixação até cabos e conectores do encaminhamento elétrico. Independente se o integrador ou instalador tenha especificado os equipamentos utilizados no empreendimento, dentro da análise técnica deverá ser averiguado se os equipamentos propostos cumprem os requisitos descritos nessa seção.

O primeiro ponto a se pensar durante esta etapa é no período de vida útil dos equipamentos. Um sistema solar irá funcionar, sofrendo manutenções periódicas, por até 20 anos. Por se tratar de uma tecnologia nova em comparação a outras fontes clássicas de geração, questões

como a obsolescência e manutenção podem se tornar um ponto crítico. Esta seção não trata da especificação técnica do equipamento (baseada em dados de placa), mas de critérios técnicos que devem ser observados na especificação de compra.

3.2.5.1 Módulos Fotovoltaicos

Dentro do universo de módulos fotovoltaicos disponíveis, a tecnologia que possui a maior estabilidade e comprovada durabilidade é a de módulos de silício cristalino (**Si-C**). O gráfico da Figura 3-9 mostra a evolução da eficiência de diversos tipos de tecnologia medido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Conforme pode ser visualizado, as tecnologias multi-junção baseadas principalmente em concentradores (**CPV**) possuem a maior eficiência, porém são caras e dificilmente serão adaptados para o mercado residencial. Os módulos de filme fino continuam crescendo em eficiência, porém ainda não alcançaram custo compatível com o módulo de **Si-C** principalmente devido a escala de produção (IEA, 2014). Em última instância, existem as tecnologias emergentes, baseadas principalmente em substratos orgânicos. Esta nova tecnologia possui o potencial de produção ainda muito pequeno se comparado aos filmes finos, porém devem possuir preços extremamente acessíveis no médio e longo prazo.

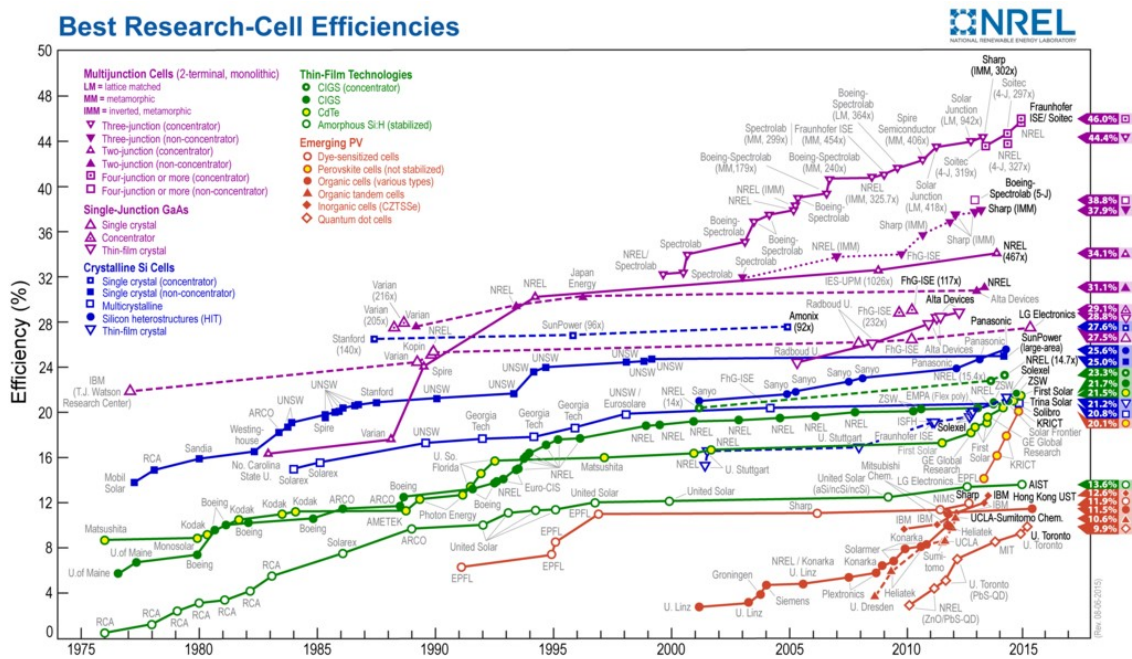


Figura 3-9 - Gráfico de evolução da eficiência das células fotovoltaicas, (NREL, 2015).

Segundo (IEA, 2014) a maior parte da produção mundial ainda está concentrada na tecnologia de **Si-C**, sendo a China a principal fabricante de células e módulos no mundo, detendo respectivamente 58% e 65% da capacidade de produção mundial em 2013. Outro ponto interessante a se destacar está na sobrecapacidade de produção mundial. Em 2012 o número de instalações foi metade da capacidade de produção. Já em 2013, apesar do aumento de cerca de 25% no número de instalações, cerca de 20 GW de capacidade de produção ainda se encontravam ociosos, conforme pode ser visualizado na Figura 3-10.

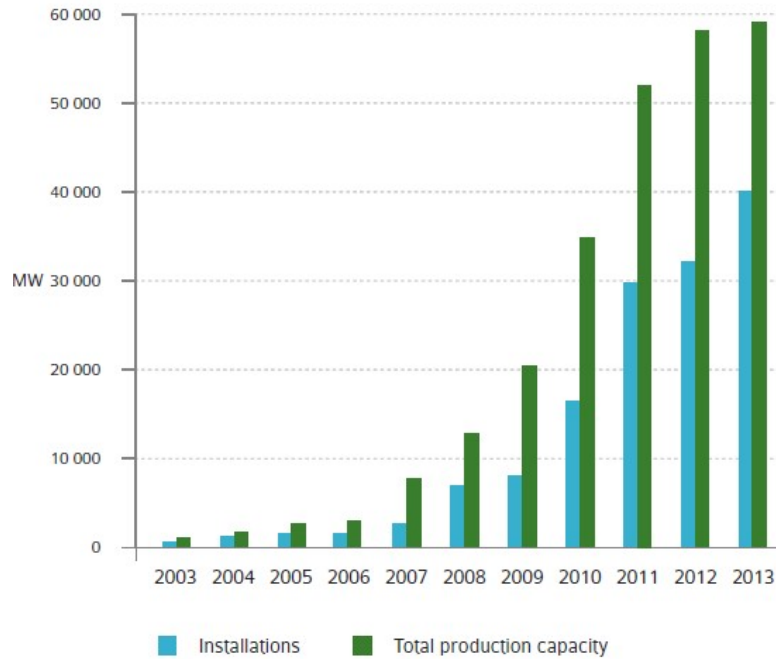


Figura 3-10 - Capacidade de produção e número de instalações globais em MW, (IEA, 2014).

Apesar de ser uma tecnologia consolidada, isso não implica que os módulos de Si-C são a prova de falhas, pelo contrário, os módulos possuem diversos tipos de falhas que são causadas por defeitos de fabricação que serão descobertos somente após anos de utilização em muitos casos. As falhas mais comuns deste tipo de tecnologia são listadas na Tabela 3-3.

Tabela 3-3 - Problemas comuns aos módulos fotovoltaicos (NREL, 2012).

	Delaminação - ocorre tipicamente por má qualidade do encapsulante ou mesmo devido falha no processo de encapsulamento. Este efeito pode ser identificado visualmente e produz perdas severas de potência nominal no equipamento.
	Hotspots – podem ocorrer não só por dejetos de pássaros ou pequenos sombreamentos no módulo, mas também por falhas de continuidade nos circuitos. Durante a operação e manutenção dos módulos é importante atentar para o surgimento destes pontos que podem estar em temperaturas muito altas podendo causar acidentes. Em séries de tensão elevada (maior que 600 V), os circuitos podem provocar arcos e em casos extremos incêndios.
	Diodos de by-pass – estes dispositivos podem falhar e criar pontos quentes ou deixar de cumprir sua principal função de <i>by-pass</i> . Problemas no diodo podem inclusive gerar problemas nas células.
	Corrosão – em ambientes com alto índice de maresia ou agentes corrosivos, as partes metálicas podem sofrer danos irreversíveis. Isso é particularmente preocupante quando em contato com elementos de fixação (suportes) dos módulos, podendo levar a acidentes.

Em (NREL, 2012) encontram-se diversos estudos de casos onde a perda de desempenho do sistema estava atrelada intrinsecamente aos problemas relacionados acima. Pior que a perda

de desempenho, é a perda material causada por incêndios ou problemas advindos da má seleção de módulos.

Em adição aos problemas discutidos, existem ainda casos onde as perdas podem ser devidas ao tipo de ligação dos equipamentos e condições ambientais. Várias instalações pelo mundo sofreram o fenômeno denominado *Potencial Induced Degradation (PID)*. Este tipo de problema é causado por uma degradação excessiva devido a capacitâncias parasitas formadas entre o substrato e as células fotovoltaicas. Ocorre quando os componentes do sistema estão em diferentes potenciais elétricos. O **PID** em muitos casos é irreversível e pode comprometer completamente os módulos de uma instalação. Apesar de não ser um defeito inerente aos módulos, muitos fabricantes mundiais de células e módulos já ofertam a opção de equipamentos com proteção ao **PID**, ou **PID-free modules**. Vários laboratórios (**TÜV**, por exemplo) já fornecem testes para identificar se um módulo é propenso a **PID**. Porém, não existe uma certificação em vigor.

O número de fabricantes disponíveis no mercado mundial é maior que no mercado brasileiro. Porém, à medida que o mercado brasileiro se tornar atrativo, maior será a o interesse das empresas estrangeiras em consolidar *market share* por aqui. O responsável pela instalação deverá atentar para diversos fatores na hora da compra dos módulos, sendo que os principais a serem observados durante a seleção do módulo são:

- Garantia contra defeitos de fabricação – tipicamente entre 5 e 10 anos;
- Garantia contra degradação ou perda de potência. Alguns fabricantes oferecem uma garantia de perda linear de potência dos módulos, de forma que este deve apresentar após 10 e 20 anos de operação, no mínimo 90% e 80% de sua potência nominal, respectivamente;
- Certificações internacionais:
 - IEC 61215 – certificação de qualidade dos módulos de **Si-C**;
 - IEC 61646 – certificação de qualidade dos módulos de filme fino;
 - IEC 61730-1-2 – certificação de segurança dos módulos;
- Selo ENCE INMETRO. O selo é obrigatório para a importação dos módulos e uma exigência para a comercialização dos mesmos no Brasil. Apesar de obrigatório, os testes realizados pelo INMETRO, bem como o critério de classificação quanto a eficiência são pouco fiáveis para qualificar o equipamento. Os testes do INMETRO se baseiam nos primeiros testes de eficiência e inspeção visual da Norma IEC 61215 e são realizados em uma amostra muito pequena. O fabricante pode facilmente enviar um modelo que “atende” aos critérios e comercializar outro equipamento com o selo provido pela entidade. Não há inspeções na fábrica.

Existe uma iniciativa no Brasil de produção de módulos nacionais conforme já mencionado na seção 2.2. Empresas como a TECNOMETAL/DYA Solar possuem outras unidades de negócio que sustentam o setor solar, de forma que, enquanto estas estiverem saudáveis dentro do seu *business* principal, serão capazes de cumprir com os compromissos advindos da venda dos equipamentos na área solar. Diferentemente, empresas que tem o faturamento atrelado exclusivamente ao setor solar, como a GLOBO BRASIL, podem enfrentar forte concorrência e não sobreviver à agressividade do mercado.

Em muitos estudos a eficiência é tida como um parâmetro de qualidade do módulo. Caso os módulos analisados possuam o mesmo preço por watt, esse aspecto será pouco importante. O que irá diferenciar uma instalação com módulos de 17% ou 15% de eficiência é o montante de área ocupado pelos mesmos. Na maioria dos casos de instalações em telhados urbanos, a área não será um problema.

A potência pico conforme já relatado está relacionado ao desempenho máximo do módulo em condições que provavelmente não deverá existir durante o seu funcionamento. Não obstante, é necessário procurar fabricantes que ofertem módulos com tolerância positiva de potência, tipicamente entre -0 e +5 Wp. Desta forma pode-se evitar uma boa parte de perdas por *mismatch* (perda por descasamento entre a potência dos módulos). Este tem sido o padrão adotado por diversos fabricantes mundiais de “primeira linha”. A título de comparação, no Brasil, a qualificação do módulo pelo INMETRO aceita desvios de -5% e +10%, o que é insuficiente para atestar a qualidade dos módulos e muito menos a similaridade de módulos de um mesmo lote de fabricação.

É importante notar que o desempenho dos módulos é caracterizado através de um equipamento que simula as condições **STC**, que tipicamente é de propriedade do fabricante. Ou seja, o cliente precisa confiar na qualidade dessa medida. Outra prática comum dos fabricantes é não contabilizarem o efeito do **LID** (*Light Induced Degradation*) no momento de classificar a potência do equipamento. O **LID** ocorre tipicamente em pouco tempo (cerca de 80 hrs) após a exposição dos módulos à luz solar e podem levar a perdas permanentes de até 1,5% da potência nominal dos mesmos.

Um ponto desconsiderado por muitos engenheiros e projetistas está no certificado de garantia de potência. Tipicamente somente instalações com alto nível de instrumentação serão capazes de identificar perdas de potência superior ao nível proposto pelo fabricante. Há de se considerar ainda os custos com a auditoria dos módulos e testes envolvidos no mesmo, bem como a perda de produção durante a execução dos testes.

Os módulos de **Si-C** comercialmente disponíveis são compostos por 36, 60 ou 72 células. O que irá diferenciar sua aplicação será o tipo de sistema envolvido. Os módulos de 36 células tipicamente serão utilizados em sistemas isolados conectados a baterias através de controladores de carga. Como a célula possui aproximadamente 0,5 V de tensão em circuito fechado, a tensão do módulo de 36 células será ideal na maior parte das aplicações com baterias estacionárias com elementos de 12 volts nominal ou associações destas. Os módulos de 60 células possuem aplicação mais comum nos sistemas conectados à rede entre poucos kW até dezenas de MW, sendo largamente utilizados nos sistemas residenciais e comerciais. Em face ao crescimento do mercado de grandes usinas (acima de 5 MW), os fabricantes passaram a incluir módulos de 72 células em seu portfólio. O módulo é mais pesado e possui dimensões que impossibilitam o manuseio por um único instalador. No entanto, em grandes instalações promovem ganhos de escala tanto no custo quanto em armazenamento, velocidade de instalação, entre outros aspectos importantes.

Finalmente, tendo em vista que aproximadamente 50% do investimento em um sistema solar será utilizado na compra do módulo fotovoltaico, conclui-se que é melhor optar por módulos de fabricantes confiáveis do que em módulos de última geração, mas de um fabricante

desconhecido. Dentro da análise de viabilidade técnica, deve-se escolher um componente adequado às condições elétricas, ambientais e físicas do local de instalação.

3.2.5.2 Inversor

O inversor fotovoltaico, assim como toda a instalação estará sujeito a um longo período de desgaste. Tipicamente, os equipamentos terão que ser substituídos antes do término de vida útil dos módulos fotovoltaicos, principalmente os equipamentos de menor porte e monofásicos.

Em uma instalação fotovoltaica, o inversor é o principal equipamento de interface com a distribuidora e por este motivo carrega a maior responsabilidade com relação ao sincronismo, proteções e monitoramento do sistema. Basta uma rápida pesquisa nas normas técnicas das concessionárias que disciplinam a conexão de sistemas de **GD** à rede para se notar que não se faz restrição à praticamente nenhum outro equipamento.

Os inversores serão responsáveis por diversas proteções tais como sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, anti-ilhamento, além de prover sincronismo com a rede elétrica em sua operação conectada. Em sistemas conectados à rede elétrica o inversor irá funcionar como fonte de corrente e sua injeção será proporcional à quantidade de irradiação recebida dos módulos fotovoltaicos. Não serão discutidas as diversas topologias destes equipamentos devido à exaustiva documentação técnica a este respeito, inclusive já citada durante este texto.

Do ponto de vista normativo, o Brasil a exemplo de outros países criou e regulamentou normas técnicas próprias para os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos. As **NBRs** 16149 e 16150 são normas específicas para a avaliação do equipamento com relação a sua interface com a rede elétrica. O teste de anti-ilhamento é feito a partir dos procedimentos descritos na norma **NBR IEC 62116**. Assim como os módulos, os inversores passaram a possuir necessidade de etiquetagem segundo o disposto nas portarias do INMETRO sobre componentes de sistemas fotovoltaicos. No entanto, como a maior oferta de equipamentos é de fabricantes estrangeiros, e existe limitação dos laboratórios brasileiros para testes, ficou estabelecido através da portaria INMETRO 357 que somente equipamentos até 10 kW seriam obrigatoriamente testados. A partir de 2016 estará findado o prazo dos fabricantes para obtenção dos certificados emitidos por laboratórios brasileiros, que passará a ser exigido na documentação técnica entregue junto à **Solicitação de Acesso** para a concessionária.

Os principais componentes sujeitos à falha nos inversores são os sistemas de refrigeração, capacitores e os *Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT)*. Como todo equipamento eletro-eletrônico, a temperatura de operação é um fator chave para a vida útil destes equipamentos (ROCHA, 2014). Neste sentido, é importante verificar a que perfil de temperatura os equipamentos estarão sujeitos, adicionalmente deve-se verificar os perfis de umidade e corrosão. O problema é preocupante em países como o Brasil que possuem climas tropicais com vasta amplitude térmica durante os meses do ano. Esta apreensão pode ser vista em editais de contratação para construção de Usinas Fotovoltaicas, a exemplo do certame envolvendo o Estádio Mineirão, em Minas Gerais. O edital exigia que a sala de alocação dos inversores fosse refrigerada. Provavelmente, somente após a aparição de defeitos de curto

prazo é que os fabricantes irão se sensibilizar para a necessidade de tropicalização de componentes.

Nos projetos desenvolvidos no Brasil, e de forma geral no mundo, é comum o sobredimensionamento da potência dos módulos com relação à potência do inversor. O fator de *derate* ou *derating* leva a um melhor aproveitamento da potência útil do inversor, uma vez que os momentos de máximo de geração dos módulos ocorrem geralmente somente durante um curto espaço de tempo. No entanto, este fator eleva o tempo em que o inversor passa em temperaturas mais altas, o que a longo prazo pode levar a um desgaste prematuro do equipamento.

Assim como os módulos, é importante que o fabricante escolhido seja confiável. Os principais pontos a serem observados na seleção do inversor serão:

- Certificações de produto. Para equipamentos até 10 kW, a partir de 2016 será obrigatório que o inversor possua o certificado do INMETRO. Diferentemente do certificado do módulo pelo INMETRO, o teste executado nos equipamentos será baseado nas Normas NBR 16149, 16150 e NBR IEC 62116, que são mais restritivas que os testes dos módulos. Para equipamentos com potência superior a 10 kW, deverá se buscar equipamentos que possuam certificações internacionais de laboratórios de países com credibilidade como Alemanha, Itália, Áustria e Espanha. As principais normas internacionais que os inversores devem apresentar certificações são:
 - compatibilidade eletromagnética – família IEC 61000;
 - segurança do equipamento – IEC 62109-1-2;
 - avaliação de desempenho – IEC's 61683, 61727 e 62116 (anti-ilhamento);

De forma geral, o equipamento deverá possuir o **Selo CE** caso seja comercializado na Europa.

- Capacidade instalada fornecida. Se possível, deverá ser averiguado qual o montante em MW a empresa possui instalado e desde quando fornece sistemas similares. Empresas novas, principalmente no mercado asiático não possuem experiência comprovada no fornecimento de sistemas de eletrônica de potência, isso pode ser problemático principalmente para a manutenção de longo prazo;
- Certificado de garantia. Os fabricantes mundiais tipicamente fornecem um prazo de 5 anos de garantia para este equipamento. Problemas de fabricação normalmente deverão se apresentar durante este tempo, no entanto é possível avaliar a necessidade de garantia estendida de 10 ou 15 anos.
- Suporte local no Brasil. Ao proceder à compra através de um integrador, o mesmo será o segundo ou mesmo o terceiro envolvido no processo de compra do inversor. Caso o mesmo não seja autorizado a dar suporte no equipamento no Brasil, deve-se procurar qual empresa é responsável pela manutenção do equipamento no país. Em alguns casos pode-se descobrir que somente o concorrente do integrador realiza o serviço, ou em casos piores, que não existe suporte local.

Por fim, as condições de instalação determinarão o tipo e quantos inversores devem ser utilizados. Instalações com perfil de sombreamento complicado conforme já visto poderão exigir vários **MPPTs** para obter um aproveitamento energético satisfatório. Em situações onde

o equipamento pode estar sujeito a falhas prematuras ou sob condições de desgaste, pode ser prudente a utilização de vários equipamentos distribuídos no lugar de poucos equipamentos centrais, de forma a evitar perdas de geração da planta inteira em eventos de manutenção.

3.2.5.3 *Stringbox* (Caixas de Junção)

As caixas de junção são equipamentos que possuem a finalidade de agrupar *strings* (séries) em paralelo para que sejam encaminhadas às entradas do inversor. Adicionalmente podem oferecer algumas funções de proteção para surtos de tensão (através de dispositivos de proteção contra surto – **DPS**) e curto-circuito (através de fusíveis), além de função de manobra através de seccionadoras.

Estes equipamentos são praticamente obrigatórios em sistemas que utilizam grandes inversores centrais com potência superior a 50 kW. Porém no Brasil apesar de opcional, está sendo comum a sua utilização em sistemas de pequeno porte. A justificativa na maioria dos casos é devida principalmente à proteção de surto. Ressalta-se que tipicamente o *stringbox* irá duplicar (ou aumentar a proteção) estas funções para a maioria dos inversores comerciais.

O correto dimensionamento do equipamento é tão importante quanto a sua instalação. A aplicação da proteção contra surtos possui diversos critérios técnicos para sua correta seleção. Recomenda-se que o instalador possua conhecimento técnico dentro da área de proteção elétrica para evitar que a instalação seja ineficiente. Alguns fabricantes de equipamentos elétricos disponibilizam guias de aplicação (**FINDER, 2012**) onde se explicam os principais critérios para a aplicação de **DPSs** tanto do lado de corrente contínua quanto corrente alternada.

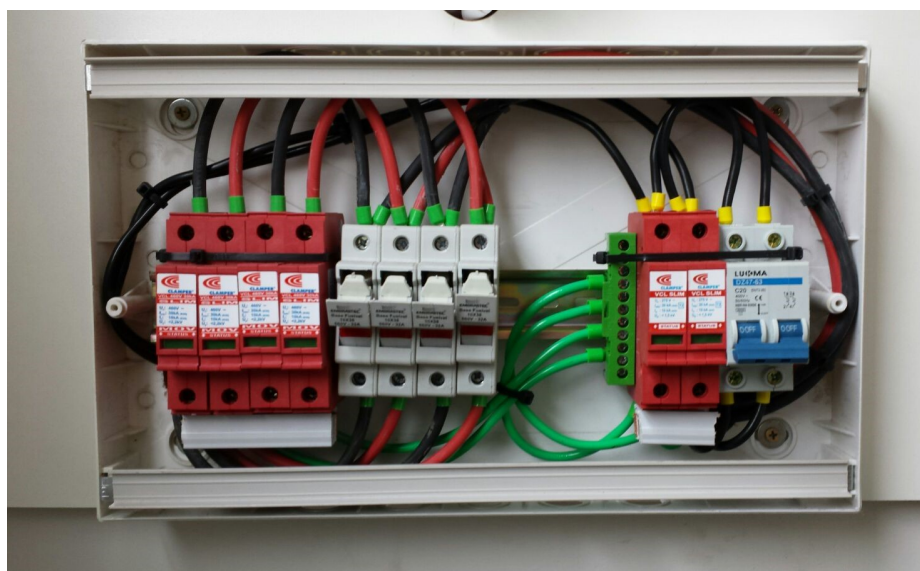


Figura 3-11 - Exemplo de caixa de junção com circuitos de corrente contínua e alternada.

Outro ponto de preocupação está na mistura de circuitos de corrente contínua com circuitos de corrente alternada em caixas de junção. Se a correta isolamento dos circuitos não é provida, existe o risco de gerar diversos tipos de problemas caso os circuitos de corrente contínua do módulo sejam curto-circuitados com a instalação de corrente alternada. A Figura 3-11 evidencia este problema além de outros exemplos de mau dimensionamento da caixa de

junção como: posicionamento e montagem do barramento de terra, identificação dos condutores, montagem do DPS e espaço interno.

3.2.5.4 Acessórios de Instalação

Os demais equipamentos da instalação são cabos, conectores, quadros de distribuição, materiais elétricos em geral e suportes de instalação. Para os materiais elétricos as normas convencionais de instalações elétricas do Brasil irão cobrir praticamente todos os requisitos dos equipamentos. A NBR 5410 cobre a especificação da maioria dos elementos usados em **BT** e quando necessário a NBR 14039 deverá ser utilizada para a especificação de equipamentos de **MT**.

Deve-se atentar que os cabos desenvolvidos para sistemas fotovoltaicos são de um tipo especial e podem resistir a instalações expostas ao tempo. Dentre as principais características deste cabo devem estar inclusas certificações de equipamento atestando que o mesmo é não propagante de fogo, possui baixa emissão de fumaça ou gases tóxicos e livre de halogênio. Os cabos utilizados em instalações residenciais devem possuir isolamento para 1 kV e capa externa em PVC para proteção.

Para o mercado residencial, a maior parte dos sistemas será instalada sobre telhados. O grande número de variações construtivas leva a vários problemas de compatibilidade entre os telhados e os suportes disponíveis no mercado. Não é incomum a utilização de recursos não convencionais para garantir a estabilidade dos equipamentos. Desta forma, sempre que possível, deve-se optar por suportes adaptáveis como mostrado na Figura 3-12. Observe a presença de múltiplos pontos de fixação permitindo o ajuste tanto vertical quanto horizontal no encaixe entre as telhas.



Figura 3-12 - Foto de suporte com capacidade de adaptação, (Fonte: acervo próprio).

3.2.6 Tensão de Ligação

No Brasil, a distribuição em redes de **BT** urbanas é feita nas tensões de 380 volts e 220 volts trifásicos. As redes rurais tipicamente possuem tensões 220 volts ou 110 volts com transformadores com tapes centrais. Desta forma, as tensões disponíveis para conexão são: 380 e 220 volts trifásico ou 220, 127 e 110 volts monofásico. Quanto ao número de fases, o fornecimento pode ser trifásico, bifásico ou monofásico. As concessionárias que atendem com

tensão nominal de 380 volts normalmente disponibilizam redes monofásicas ou trifásicas. Já as concessionárias que trabalham com o padrão de 220 volts trifásico, disponibilizam redes monofásica, bifásicas ou trifásicas. Em sua grande maioria as redes de distribuição de BT são em estrela com neutro solidamente aterrado.

A maioria dos inversores disponíveis no mercado foi produzida para trabalhar em redes 400 volts trifásicos ou 230 volts monofásicos nos padrões europeus. Os fabricantes internacionais que possuem relações comerciais com o Brasil como Ingeteam, SMA, Fronius, entre outros já possuem configuração para o código de rede brasileiro. Portanto comercializam equipamentos em 380 volts trifásicos e 220 volts monofásicos. Esta mudança não impacta diretamente no *hardware* do equipamento e basta que sejam ajustados alguns parâmetros para que o mesmo funcione adequadamente. Tipicamente os inversores irão trabalhar em redes **TN-S**, onde o condutor de proteção é distribuído separadamente do condutor de neutro.

Para a ligação de equipamentos monofásicos em 220 volts, ambos os padrões brasileiros podem ser utilizados. No caso de redes 220 volts trifásicas, será necessário conectar o inversor entre duas fases. Logicamente é necessário que o local disponha de duas fases de atendimento. Caso o inversor seja 380 volts trifásico, será necessário utilizar um transformador abaixador para compatibilizar a tensão do inversor com a rede.

Do ponto de vista técnico, a tensão de ligação é considerada um critério de baixo impacto, pois dificilmente irá inviabilizar uma instalação.

3.2.7 Condições Prévias do Local de Instalação

A avaliação das condições prévias do local (*de instalação*) passa por reconhecer e avaliar os principais pontos onde o sistema poderá ser efetivamente instalado. Com base no levantamento em campo é possível identificar fatores impeditivos como problemas estruturais ou limitações de potência em condutores e outros componentes elétricos. Para uma análise preliminar, o proprietário do sistema poderá fornecer os projetos arquitetônicos, estruturais e elétricos do local. Caso estes não estejam disponíveis, fotos da instalação elétrica existente, telhados e outros pontos podem ser utilizados para substituir a falta dos projetos.

Na vistoria do local deve se atentar para os seguintes aspectos elétricos da instalação local: rota para encaminhamento dos circuitos de corrente contínua e alternada, possíveis pontos de conexão, proteções existentes nos quadros de conexão (incluindo proteção contra surtos de tensão), tensão de ligação da rede, disponibilidade de fases e carregamento de cada quadro de distribuição interno, presença de transformadores, condições de aterramento, distribuição do neutro e condições gerais dos circuitos elétricos.

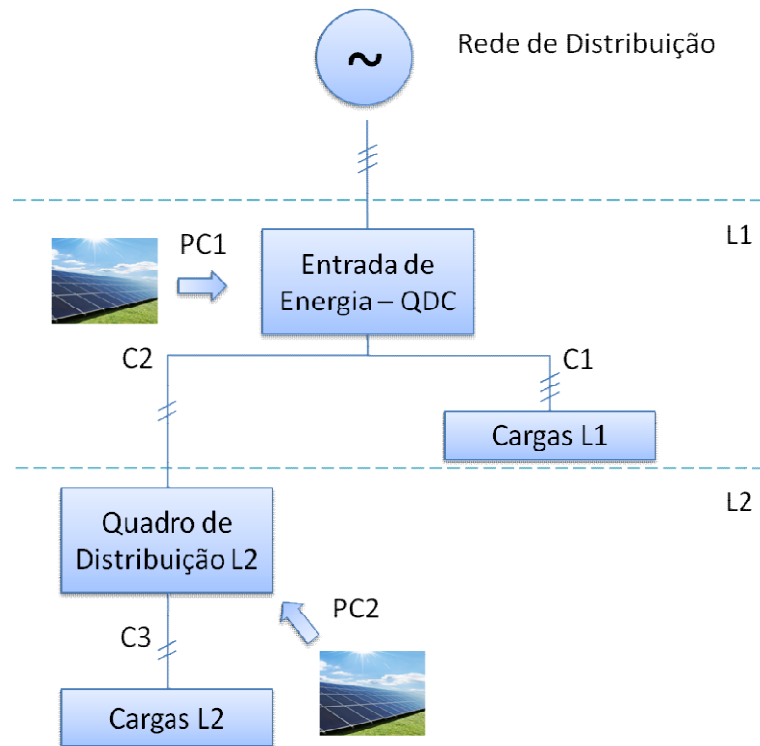


Figura 3-13 - Exemplo de instalação com dois níveis de ponto de conexão.

No exemplo hipotético da Figura 3-13, o nível L1 possui maior potência disponível que o nível L2. O ponto de conexão PC1 admite ligações trifásicas, enquanto o ponto PC2 disponibiliza somente duas fases para conexão. É necessário verificar ainda a capacidade de condução de corrente do condutor C2 caso se opte por uma instalação no quadro de distribuição de nível 2 e a proteção de corrente existente.

Do ponto de vista estrutural, a maior preocupação reside em instalações em telhados. Devido à grande quantidade de tipos diferentes de telhados é impossível prescrever uma norma geral para a avaliação dos mesmos. No entanto, é possível calcular os esforços causados pelo peso permanente aplicado e também a força de arrancamento devido ao vento. Esta última pode ser calculada através da **NBR 6123**.

3.2.8 Condições Elétricas do Local de Instalação

No Brasil, a regulação ainda não prevê punições ou mesmo mecanismos eficientes para medir a qualidade de energia fornecida pelas concessionárias. No Módulo 8 do PRODIST, são definidos apenas valores de referência para os principais distúrbios presentes nas redes elétricas tais como índices de distorção harmônica, afundamentos, desequilíbrios, flutuações de tensão e fator de potência (**FP**). O regulador atua somente na variável continuidade, de maneira que a “qualidade” do serviço é atestada pelo índice de continuidade e pela frequência de interrupções. Os índices que medem esse desempenho são o **DEC** (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e **FEC** (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Ao final de cada ciclo tarifário, os índices são averiguados e a concessionária pode sofrer sanções do regulador caso ultrapasse os valores permitidos pela legislação em vigor.

Os índices **DEC** e **FEC** são insuficientes para avaliar a qualidade de energia elétrica de uma rede, de maneira que para empreendimentos de grande porte pode ser necessário avaliar a condição de atendimento da rede anterior à instalação. Isso pode requerer analisadores de energia e campanhas de medição. Os locais mais propensos a este tipo de problema são redes fracas e finais de linha, onde a impedância dos alimentadores tende a ser alta e a relação X/R baixa. É bom ressaltar que dependendo da potência da geração o perfil de tensão pode ser alterado, principalmente com a utilização de inversores programados para trabalhar com FP unitário. Conforme mostrado em (SOUZA, 2014), existe também a tendência de que alimentadores com alta penetração de **GD** levem a problemas de sobretensão nos momentos de pico de geração e descasamento com a curva de carga do local. Neste tipo de situação, o problema encontrado pode ser tão severo e ao mesmo tempo de difícil resolução uma vez que a instalação vizinha pode estar impossibilitando a conexão no local pretendido.

O distúrbio não necessariamente precisa ser advindo da rede elétrica. Em unidades industriais com alta presença de equipamentos motores, máquinas de solda, prensas, tornos, e equipamentos de grande porte e potência, a rede pode se tornar inóspita a conexão do gerador fotovoltaico.

Na análise técnica do **SFCR**, a presença destes distúrbios pode ser um fator limitante à instalação do sistema fotovoltaico, portanto é considerado um fator de alto impacto.

3.3 Análise de Viabilidade Comercial

Como todo investimento, os sistemas fotovoltaicos precisam ser rentáveis. Neste sentido, o custo do investimento, tempo de retorno, operação e manutenção devem ser bem equacionados.

Diferentemente do modelo **FIT**, o sistema de compensação de energia não irá remunerar o microgerador pela energia gerada em dinheiro. O que implica que toda a receita do investimento advém somente da economia gerada pelo sistema no ponto de aplicação. Dessa forma, questões como previsibilidade de consumo, destino dos créditos acumulados e custo de disponibilidade devem ser levados em consideração na hora de avaliar o fluxo de caixa.

É preciso reconhecer que o sistema de compensação não é atrativo para todos os consumidores. Tendo em mente somente os consumidores de **BT**, pode-se inferir que existe um valor de equilíbrio onde o custo do sistema seja atrativo para a quantidade de energia injetada. Isso advém do fato que quanto menor a energia consumida passível de ser compensada, menor será o sistema. Porém, sistemas de pequeno porte na faixa de 1 a 3 kW possuem custo consideravelmente elevado em relação ao montante de energia que produzem.

Outro ponto que precisa ser levado em consideração é o custo de disponibilidade. A cobrança da taxa mínima pode inviabilizar a instalação em uma residência de baixo consumo (< 200 kWh). Conforme evidenciado na Figura 3-14, supondo um consumidor trifásico com consumo mensal médio de 200 kWh por mês, a geração ideal máxima será a diferença entre a média do consumo e o custo de disponibilidade, neste caso a geração não pode exceder metade do valor gasto de energia sob o risco de ser tarifado sempre na tarifa mínima.

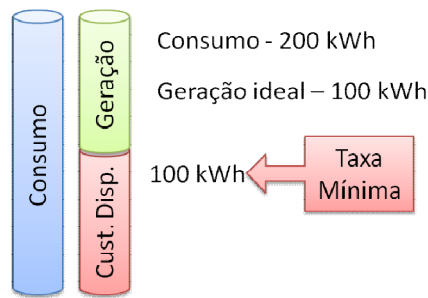


Figura 3-14 – Exemplo de como o custo de disponibilidade afeta a viabilidade econômica do empreendimento.

A preocupação com o custo de disponibilidade é exclusiva de consumidores de **BT**, microgeradores de forma geral. Para consumidores de **MT**, a tarifa cobrada é binômia, portanto a parcela mínima referente à remuneração da rede de distribuição será a demanda contratada.

Conforme já destacado nas seções 2.2 e 2.4, o mercado brasileiro está em formação e vários pontos da regulamentação ainda precisam de ajustes. No entanto, cabe destacar a conquista obtida recentemente pelo setor a respeito da retirada da cobrança de impostos na energia compensada. O convênio CONFAZ 16/2015 apesar de não retirar a cobrança do **ICMS** de imediato dos estados, faculta aos mesmos conceder a isenção do **ICMS** sobre as operações de compensação de energia. Até o momento os estados de Goiás, Pernambuco, São Paulo, Rio Grande do Norte, Ceará e Tocantins aderiram ao mesmo. O Estado de MG, desde 2013 possui uma legislação própria autorizando a isenção. Os tributos federais **PIS** e **COFINS** também foram reduzidos a zero pela Lei 13.169 publicada em outubro de 2015. Na prática, nos estados que já contam com a isenção do **ICMS**, a energia consumida irá possuir o mesmo valor monetário da energia compensada. Conforme será mostrado na composição tarifária, os impostos presentes na tarifa de energia podem representar até 40% da tarifa aplicada ao consumidor.

3.3.1 CAPEX e OPEX

Dentro dos estudos de viabilidade é necessário delimitar valores de **CAPEX** (*capital expenditure*) e **OPEX** (*operational expenditure*) para compor o fluxo de caixa do investimento. Para empreendimentos fotovoltaicos, o **CAPEX** é composto por todos os custos de aquisição de equipamentos, serviços e demais custos de instalação. Conforme pode ser observado na Figura 3-15, os módulos representam aproximadamente 50% do capital total investido.

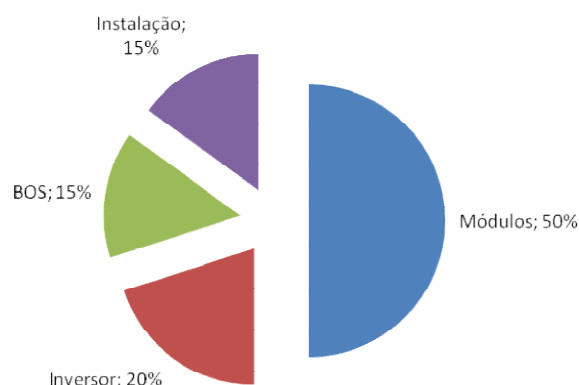


Figura 3-15 - Custos aproximados por segmento.

O inversor irá variar sua parcela de representação quanto menor for o sistema, podendo alcançar até 30% em sistemas abaixo de 5 kW. O **BOS** (*balance of system*) diz respeito a todos os materiais necessário à completa instalação do sistema como cabos, conectores, suportes e demais acessórios. A parcela de instalação considera todos os custos com serviços do empreendimento incluindo projeto, instalação e comissionamento do sistema. Cabe ressaltar que esse valor não considera custos com deslocamentos, paradas imprevistas, entre outros custos não ordinários.

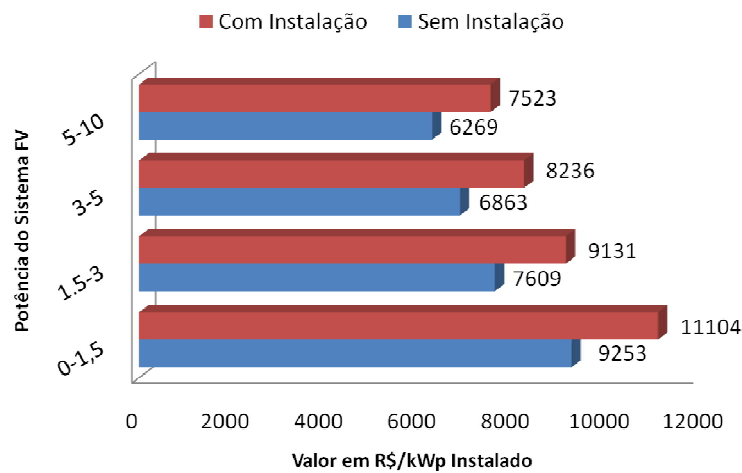


Figura 3-16 - Custo do sistema com e sem instalação em R\$/kWp, (COSTA, 2015).

A Figura 3-16 contém dados de orçamentos de um integrador e fabricante de módulos coletados durante o ano de 2014. Conforme pode ser observado um sistema de 1,5 kWp pode custar até 50% mais caro por watt instalado que um sistema de 10 kWp, o que na prática pode tornar sistemas desse porte inviáveis economicamente.

Poucas instalações no Brasil possuem tempo de operação suficiente para criar uma massa de dados confiável para estimar com precisão o custo de operação e manutenção de uma planta de microgeração. No entanto, esse custo necessita ser contabilizado nos estudos de viabilidade econômica. Como regra geral, serão adotados dois custos principais – manutenção anual e custo de troca do inversor. Os eventos de manutenção anual incluem a manutenção nos elementos de fixação e parte elétrica, este custo é estimado em 0,5% do CAPEX por ano. Considera-se ainda que os inversores sejam trocados no 10º ano.

3.3.2 Financiamentos

Atualmente as linhas de financiamento previstas no mercado brasileiro são poucas e em sua grande maioria inadequada para a comercialização de sistemas fotovoltaicos, principalmente para microgeradores. A Tabela 3-4 mostra as diversas linhas de financiamento disponíveis para clientes pessoa física e jurídica no Brasil. Dentre as linhas para pessoas físicas, destacam-se os financiamentos fornecidos pelo CONSTRUCARD da Caixa Econômica Federal e o CDC (Crédito Direto ao Consumidor) Eficiência Energética do Banco Santander. Estes financiamentos podem ser obtidos diretamente através dos bancos, sendo que os produtos do CONSTRUCARD devem ser cadastrados previamente pelos fornecedores.

Os financiamentos para empresas são mais atrativos, porém ainda precisam de maior incentivo. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a partir de 2014 lançou um plano de nacionalização progressiva para incluir os fabricantes de equipamentos fotovoltaicos no FINAME, programa de financiamento dedicado à comercialização de máquinas e equipamentos eficientes. O BNDES, por utilizar dinheiro da União só pode financiar equipamentos nacionais. Atualmente o banco possui em seu cadastro quatro fabricantes de módulos cristalinos – TECNOMETAL, GLOBO BRASIL, MINAS SOL e MULTISOLAR, um fabricante de módulos orgânicos – CSEM e três fabricantes de inversor solar – WEG, JEMA e GREENPOWER. Os fabricantes TECNOMETAL, MINAS SOL e MULTISOLAR também possuem cadastro para a venda de “kits” solares fotovoltaicos.

Tabela 3-4 - Características dos financiamentos disponíveis no Brasil.

Banco/Linha	Taxa de Juros	Participação	Abrangência	Carência	Amortização	Tipo
CEF/Construcard	1,5% a.m.	100%	PF	até 6 meses	até 20 anos	PRICE
CEF/Producad	1,0% a.m.	100%	PJ	não há	até 3 anos	não informado
Santander/CDC	1,5% a 2,0% a.m.	100%	PF	até 3 meses	até 4 anos	não informado
BNDES/BK Finame	TJLP + 1,2% + spread*	Fator N x 70% ***	PJ	até 2 anos	até 5 anos	SAC
BNDES/Fundo Clima	4,5% a.a.	Fator N x 90% ***	PJ	até 2 anos	até 12 anos	SAC
BNB	8,53% a.a.**	até 100%	PJ	até 4 anos	até 12 anos	não informado

* TJLP até dezembro de 2015 - 7%, spread irá variar de acordo com a instituição financeira tomadora do crédito;

** o BNB possui um bônus de adimplência de até 15% no valor dos juros;

*** Fator N é o índice de nacionalização do produto segundo a regra prevista pelo banco.

O financiamento do BNB é o mais atrativo dentre todos os presentes na Tabela 3-4, porém é dedicado somente a empresas do nordeste brasileiro, Vale do Mucuri em Minas Gerais e algumas localidades do Espírito Santo. O BNB financia tanto equipamentos nacionais quanto importados, porém, o mesmo só financia equipamentos importados para empresas com faturamento anual inferior a 16 milhões de reais.

3.3.3 Composição Tarifária e Impostos

Dentro do sistema de compensação de energia, a remuneração do microgerador estará atrelada à tarifa de energia. Logo a viabilidade econômica irá variar de acordo com o estado que o empreendimento será realizado. A distribuição de energia conforme já descrito é um monopólio natural, o que implica que o consumidor precisa comprar energia obrigatoriamente da empresa que possui a concessão de sua área. A Figura 3-17 mostra um exemplo da composição de custo de uma tarifa da área de concessão da CEMIG para um cliente de BT. É possível notar que o maior custo da tarifa é representado pelos impostos (ICMS e PIS/COFINS). Os valores foram retirados diretamente da fatura de energia emitida pela CEMIG-D.

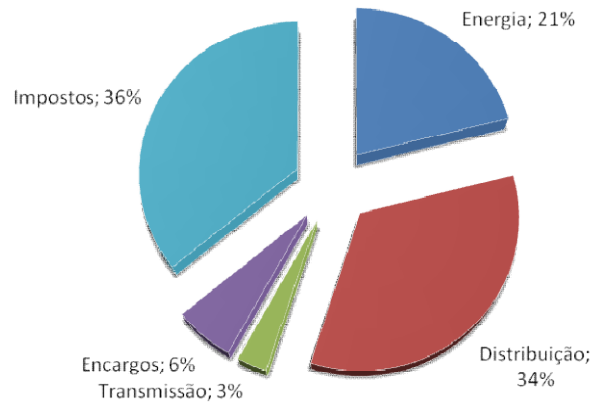


Figura 3-17 - Composição dos custos de uma tarifa faturada para consumidor residencial.

Quanto maior a tarifa, maior será a economia provida pelo sistema fotovoltaico e consequentemente maior será a sua viabilidade econômica. Como uma boa parcela da tarifa paga é referente aos impostos, é possível verificar o impacto que as isenções produzem.

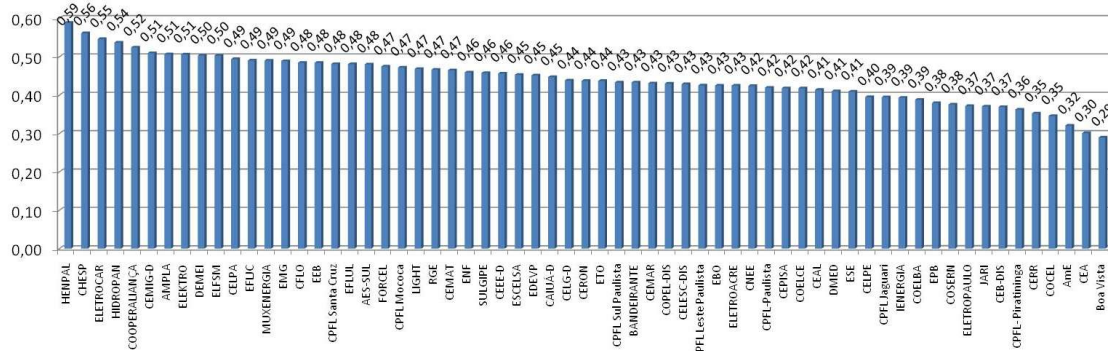


Figura 3-18 - Tarifa residencial de BT para as 63 distribuidoras do país. (Fonte: ANEEL)

A tarifa de cada concessionária é reajustada pela ANEEL ao menos uma vez por ano através do reajuste anual de tarifas. Aproximadamente a cada quatro anos a tarifa é revisada de forma ampla incluindo todos os custos, investimentos e demais gastos que podem ser atribuídos à tarifa de energia no processo de Revisão Tarifária. No sítio eletrônico da ANEEL é possível acessar todas as Resoluções Homologatórias das concessionárias e obter a informação de todos os valores de tarifa regulados. A Figura 3-18 mostra a tarifa para os consumidores de **BT** de todas as 63 distribuidoras do país sem impostos em setembro de 2015.

Acima de 75 kW, o sistema de GD passa a ser conectado em **MT** e passa para a categoria de Minigerador (a partir da revisão da 482 conforme destacado na seção 2.4). No grupo A, a tarifa passa a ser binômica e dividida em postos horários. O que significa que o consumidor paga uma parte referente à potência disponibilizada pela concessionária ou **demanda contratada**, além da energia que possui valor diferente de acordo com o posto horário. Os postos horários são divididos em Ponta e Fora Ponta. A Ponta geralmente acontece no período de 17:00 às 20:00, e o período Fora Ponta é composto pelos períodos complementares ao período de Ponta. Os clientes que contratam até 300 kVA de demanda da concessionária podem optar pelas modalidades Convencional, Verde ou Azul, acima deste valor o cliente obrigatoriamente deverá escolher entre a modalidade Verde ou Azul. De acordo com a modalidade o custo entre

o kWh da Ponta pode ser equivalente a até oito vezes o valor do kWh Fora Ponta, isso porque os custos de distribuição no período de Ponta são maiores e indicam maior uso do sistema.

O **ICMS** é cobrado de acordo com a classe do consumidor: Residencial, Comercial, Industrial, Poder Público e Rural. Existem ainda diferentes taxas de acordo com o consumo. Por exemplo, MG possui isenção de **ICMS** para consumidores residenciais e rurais com consumo até 90 kWh, acima deste valor cobra-se 30% e 18% respectivamente sobre o consumo faturado. No Ceará, clientes residenciais com consumo até 140 kWh são isentos de ICMS, todas as outras faixas e classes são tarifadas em 27%. O **PIS** e o **COFINS** são impostos federais e possuem alíquota somada de 9,25%. No entanto a sua aplicação na fatura de energia elétrica varia de acordo com a receita da concessionária além de outros fatores. Na média histórica retirada do site da CEMIG, o **PIS/COFINS** possui alíquota de 6%, este valor será utilizado nos estudos de viabilidade econômica nesta dissertação.

Em síntese, para compor a tarifa do cliente é necessário verificar a Tarifa Base pelo site da ANEEL e o **ICMS** de acordo com a região de concessão. O sítio eletrônico da ABRADDEE possui uma seção de banco de dados do setor elétrico com informação da alíquota de **ICMS** de cada classe de consumo e estado. Para calcular a tarifa de aplicação dos estudos de viabilidade econômica pode-se utilizar a equação abaixo.

$$T = T_{base} / (1 - ICMS - PIS - COFINS), \text{ onde:} \quad (8)$$

T – tarifa de aplicação;

T_{base} – tarifa base sem impostos;

3.3.4 Custo de Disponibilidade

Conforme destacado no início do capítulo, para os consumidores de **BT** é necessário averiguar o impacto do custo de disponibilidade. Este deve ser levado em consideração na hora de dimensionar o sistema fotovoltaico. Em casos onde o consumo for próximo da geração o cliente será tarifado sobre o **CD** e pode na prática “doar” kWh para a concessionária, o que não é desejável. O custo de disponibilidade foi instituído pela **REN-414** e serve como forma de remunerar a concessionária mesmo que não haja consumo em uma unidade consumidora ativa.

O custo de disponibilidade é cobrado em kWh, portanto também está atrelado à tarifa vigente da concessionária. O valor a ser faturado irá depender do número de fases que o cliente é atendido: clientes monofásicos, bifásicos e trifásicos são faturados em 30, 50 e 100 kWh respectivamente.

Ao se analisar a fatura de energia do cliente deve ser levada em consideração não somente o último valor de kWh faturado, mas também a média e variação do consumo. Toda fatura de energia elétrica é obrigada a disponibilizar o consumo medido nos últimos 12 meses por força de regulamentação.

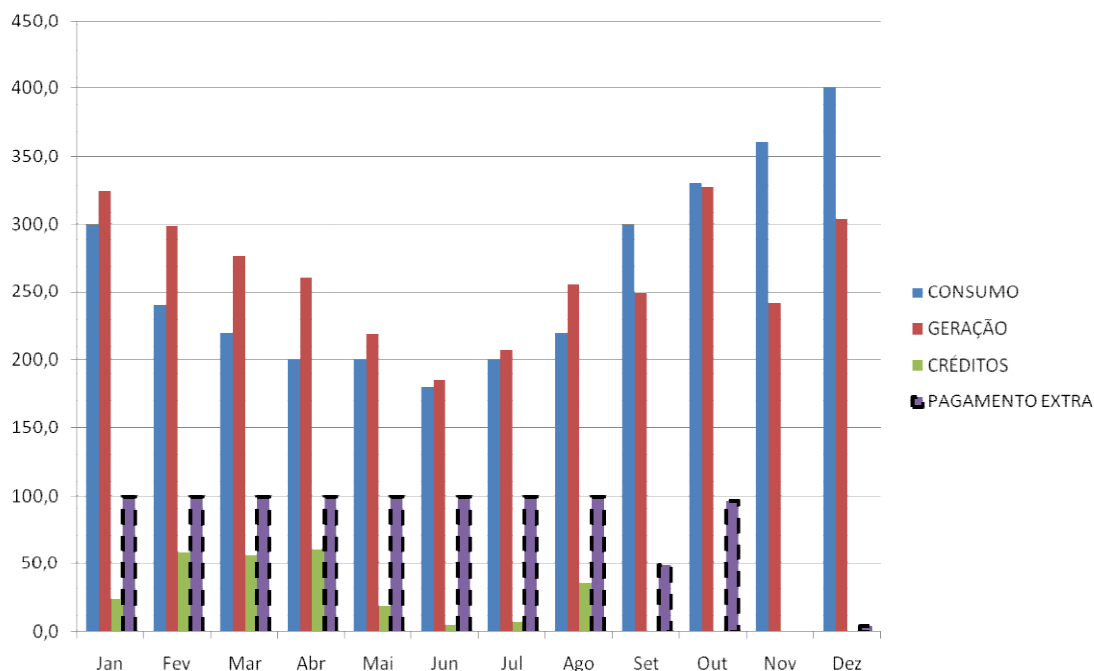


Figura 3-19 - Exemplo da influência do CD no dimensionamento do gerador fotovoltaico.

No exemplo da Figura 3-19, a geração e o consumo possuem exatamente a mesma média – 263,5 kWh por mês. O perfil de geração foi modelado com base no GHI medido em Belo Horizonte. Como em vários meses o consumo se aproxima da geração, o cliente é faturado diversos meses pelo **CD**. Nesta situação, aproximadamente 30% do que é gerado pode ser considerado como pagamento extra, ou seja, é faturado dentro do **CD** e não gera nenhum crédito para o microgerador.

Este ponto foi amplamente discutido durante a revisão da **REN-482** e explicitado na seção 2.4. Pelo fato de ser atrelado a um custo em kWh, o **CD** que se trata de uma taxa pode ser facilmente confundido por energia, o que de fato não é. Portanto nem a concessionária pode abater o saldo de créditos do microgerador para completar os valores do **CD**, nem esse pode se apoderar da “energia” cobrada pelo **CD**.

3.3.5 Bandeiras Tarifárias

O mecanismo de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa nº 547, de 16 de Abril de 2013. Durante o ano de 2014 não foram cobradas, pois estavam somente em teste pela agência reguladora. A partir de 2015 passaram a ser cobradas e foram reajustadas para compor não só os custos da geração térmica, bem como todos os custos relativos a problemas hidrológicos do país.

A demanda energética brasileira subiu consideravelmente nos últimos anos, e o número de reservatórios não acompanhou a mesma expansão. Desta forma, principalmente a partir de 2004 a matriz tem se tornado cada vez mais dependente das usinas térmicas. Estas possuem várias vantagens, mas são mais caras que as usinas hidroelétricas, base da geração elétrica do Brasil. Conforme explicado anteriormente, os ajustes nas tarifas dos consumidores é sempre anual. Portanto não existe um mecanismo rápido para passar o custo de energia para os

consumidores que pode variar mensalmente ou até mesmo em períodos menores. Com o custo crescente da compra de energia por parte das distribuidoras, o mecanismo foi criado para cobrir os custos não previstos com a geração térmica.

A cor da bandeira é definida mensalmente. O custo das bandeiras tarifárias varia de acordo com a bandeira que se encontra em vigor. Para bandeira verde não há acréscimo na conta, bandeira amarela soma-se o custo de 2,5 reais por 100 kWh e para bandeira vermelha 4,5 reais por 100 kWh consumidos. É importante ressaltar que sobre a cobrança incidem-se todos os impostos. No endereço eletrônico da ANEEL encontram-se todas as informações pertinentes à cobrança, porque foi criada e demais características do sistema.

Para os estudos de viabilidade técnica é preciso levar em consideração a utilização ou não do acréscimo nas projeções de tarifa. Por exemplo, a tarifa do consumidor residencial B1 homologada para a COELCE (com vigência até Abril de 2016) é de 0,42 reais por kWh consumido. O acréscimo da bandeira vermelha representa 10,8% a mais de receita (ou “economia” para o gerador). Analogamente, a tarifa fora de ponta para o consumidor A4, cujo custo é de 0,36 reais por kWh consumido, sobe aproximadamente 18,5% considerando a bandeira vermelha.

Neste sentido, como se trata de uma receita dependente do cenário hidrológico é difícil prever sua aplicabilidade no estudo de viabilidade. Caso o estudo incorpore o valor da bandeira, poderá estar superestimando a rentabilidade do sistema, porém, ignorar a mesma pode ser exatamente a diferença entre ter ou não viabilidade. Cabe ainda ressaltar que não existe massa de dados suficiente para compor um estudo estocástico dessa variável e como ela se comportará nos próximos anos.

3.3.6 Fluxo de Caixa

A melhor forma de se analisar um investimento é através do fluxo de caixa do mesmo. Para tanto, é necessário que sejam levantados os fluxos de receita e despesas ao longo do tempo de vida útil do equipamento. Tendo em vista os períodos de garantia dos equipamentos e da potência residual dos módulos fotovoltaicos o mais indicado é analisar o fluxo de caixa do empreendimento por 20 anos. É importante notar que como o sistema possui um período de *payback* elevado, análises com períodos mais curtos podem levar a resultados pessimistas.

Para determinar a arrecadação do sistema deve-se conhecer o fluxo de energia durante 20 anos. Para tanto, determina-se a geração do primeiro ano de funcionamento através de um software ou utilizando-se a equação presente na seção 3.2.1. Para o segundo ano em diante é necessário incluir a degradação do sistema, tipicamente de 0,7% ao ano. Considera-se no estudo que toda a energia gerada pelo microgerador será convertida em receita.

As despesas serão atribuídas ao **CAPEX** e **OPEX** da operação de crédito do investidor. Caso se considere a utilização de financiamentos é necessária incluir as parcelas de amortização no fluxo de caixa.

3.3.7 TIR, VPL, *payback* e LCOE

Todo investimento necessita de formas de comparação para avaliação de rentabilidade. Para tanto são necessárias figuras de mérito que forneçam parâmetros comparativos entre as opções do investidor. Os principais parâmetros utilizados para avaliar a viabilidade de um sistema fotovoltaico são a **TIR** (Taxa Interna de Retorno), **VPL** (Valor Presente Líquido), *payback* (ou tempo de retorno de investimento) e o **LCOE** (*levelised cost of energy*). Este último fornece uma estimativa para o custo equivalente da energia durante o tempo de vida do gerador.

Diversos sites, livros e apostilas de economia contem informações detalhadas de como calcular e utilizar os parâmetros **TIR**, **VPL** e *payback*, portanto este conhecimento não será repetido aqui. No entanto o conceito de **LCOE** não é comum fora do setor energético e deve ser bem entendido para que faça sentido durante a análise de viabilidade.

Em FRAUNHOFER, 2013, o **LCOE** é utilizado para comparar o custo de produção de energia de diferentes tecnologias de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis como eólica e biogás. O LCOE pode ser calculado a partir da fórmula abaixo:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}, \text{ onde:} \quad (9)$$

n – número de períodos;

i – taxa mínima de atratividade ou WACC;

OPEX_t – custo de operação para o ano t;

M_t – produção de energia para o ano t;

Assumindo que os dados de entrada para o cálculo do **LCOE** estejam corretos, este pode ser utilizado para calcular a paridade tarifária para os clientes de micro e minigeração ou o valor mínimo pelo qual a energia tem que ser remunerada em um leilão de energia.

3.4 Avaliação Simplificada

Em muitos casos não será possível realizar todos os cálculos e análises das seções anteriores, seja por falta de informações ou por não existir a necessidade real de avaliação com tantos detalhes. No entanto, pode ser interessante para o integrador avaliar o potencial de um cliente para geração fotovoltaica com pouco esforço.

O intuito de se ter um método para realização rápida de orçamentos reside no fato de que os clientes de **GD** normalmente possuem visões distorcidas do valor do sistema ou mesmo não possuem noção alguma do valor envolvido em uma instalação. Em um primeiro momento o preço irá afastar a maioria dos clientes. Desta forma, obter esta a informação de imediato, mesmo que estimada, pode evitar custos para o integrador desnecessários de avaliação e emissão de propostas.

Para proceder com essa análise simplificada, o primeiro passo é calcular de forma aproximada a geração de um módulo para todo o território nacional. Veja que o intuito não é possuir um número exato, mas sim uma estimativa do potencial de geração de um único módulo. O modelo escolhido será aquele que o integrador normalmente comercializa. Como exemplo, suponha a adoção de um módulo de 245 Wp convencional de 60 células. Levando em conta um GHI médio para o território brasileiro é de 5 kWh/m².dia e um desempenho da instalação da ordem de 80%, pode-se aproximar a geração de um único módulo por 30 kWh mensais.

A segunda informação deverá ser fornecida pelo cliente e será referente à fatura de energia do mesmo. Supondo que o cliente tenha conhecimento do consumo médio mensal. Utiliza-se a seguinte fórmula para definir a potência do sistema:

$$P_{pv} = 245W_p \times \left(\frac{(E_m - CD)}{30 kWh} \right), \text{ onde:} \quad (10)$$

P_{pv} - Potência do sistema fotovoltaico em Wp;

E_m - Energia consumida por mês. Este valor pode ser a média do consumo ou mesmo o último valor conhecido pelo cliente;

CD - Custo de Disponibilidade;

Para o caso de clientes de **MT**, o consumo a ser considerado será somente a parcela referente ao posto horário Fora Ponta. Como não existe **CD** para clientes de **MT**, deve-se suprimir o mesmo da equação de potência. O limite de potência para clientes de **BT** na regulamentação atual é a Carga Instalada da **UC**. Este limite será substituído pela potência disponibilizada pela concessionária conforme visto na seção 2.4. O limite de **MT** é a **demanda contratada**.

Caso o cliente não possua a informação sobre o consumo, a partir do valor pago em R\$ é possível estimar E_m . Para tanto o integrador deverá consultar o site da ANEEL e calcular o preço da tarifa com impostos conforme mostrado na seção 3.3.3.

$$E_m = F/T, \text{ onde:} \quad (11)$$

F - valor em R\$ da fatura de energia para clientes de BT;

T - tarifa de aplicação.

Para estimar o custo de uma instalação pode-se utilizar uma referência de custo como exposto na Figura 3-16 - Custo do sistema com e sem instalação em R\$/kWp, (COSTA, 2015), ou uma referência interna de propriedade do integrador.

$$C_{pv} = C_n \times P_{pv} \quad (12)$$

C_{pv} é o custo em R\$ do sistema e C_n o custo normalizado em R\$/Wp. Como já descrito, o custo de uma instalação fotovoltaica varia de acordo com a potência. Isso ocorre porque os custos fixos de mobilização, projeto e transporte são diluídos quanto maior a potência do sistema.

3.5 Projeto Energético

O projeto energético consiste na determinação do potencial de geração de energia de uma instalação fotovoltaica. Diferentemente das estimativas apresentadas na seção 3.2.1, o cálculo por este método visa aperfeiçoar a máxima captação de energia disponível no local de instalação. Para tanto são utilizados recursos de softwares específicos do setor fotovoltaico, pesquisa de bases de dados, análises técnicas do local de instalação e quando possível modelagem 3D da cena de sombreamento.

Durante o projeto energético busca-se maximizar o **PR** (*performance ratio*) ou taxa de desempenho. Este índice adimensional é calculado dividindo-se a máxima geração obtida através de simulação pela máxima geração teórica desconsiderando-se o efeito das perdas. Durante a etapa de projeto as únicas formas de melhorar o **PR** são através de modificações estruturais tais como a substituição de componentes, por exemplo, trocando-se um inversor por outro com maior eficiência ou melhorando o perfil de resfriamento dos módulos evitando a perda acentuada por temperatura. Limitações de potência também podem levar a diminuição do **PR**, tais como o subdimensionamento do inversor. Em (ALMEIDA, 2012) encontra-se uma metodologia para cálculo do **PR** bem como da produtividade da planta fotovoltaica. Este método pode ser utilizado caso o projetista não possua um software específico do setor fotovoltaico disponível. Cabe ainda ressaltar que o **PR** é uma figura de mérito do sistema fotovoltaico e diz respeito somente à qualidade da instalação fotovoltaica, podendo ser utilizado para comparar instalações em qualquer lugar do globo.

O **PR** real pode ser medido através da instrumentação do gerador fotovoltaico e serve para acompanhar o desempenho da planta durante a sua vida útil. Mudanças no **PR** podem indicar falhas como curto-circuitos, *hot-spots* entre outros problemas de operação na planta fotovoltaica (NREL, 2012).

3.5.1 Softwares de Simulação

Como os modelos matemáticos para cálculo da geração fotovoltaica, transposição de dados entre o plano horizontal e inclinado, modelos de equipamentos e circuitos, bem como outros aspectos são complexos, é desejável que o projetista possua um *software* específico para a realização deste cálculo.



Figura 3-20 - Softwares de dimensionamento fotovoltaico.

Dos softwares destacados na Figura 3-20, três possuem versões completas pagas: PVSyst, PVSol e solergo. O PVSyst, possui uma ampla comunidade de usuários e é respeitado tanto no setor acadêmico quanto no setor industrial. O “RetScreen” é uma ferramenta gratuita e possui algumas limitações para o cálculo da produção energética além de não possuir uma ferramenta de modelagem 3D, imprescindível para o cálculo da perda por sombreamento.

O estudo de caso presente no Capítulo 4 utiliza o PVSyst como software de simulação. Apesar de ser largamente citado durante o texto, não é intuito deste trabalho promover um curso do software ou ensinar a sua utilização. O engenheiro ou projetista responsável pelo sistema deverá escolher dentre os diversos softwares de mercado aquele com o qual tem maior afinidade.

3.5.2 Determinação do Recurso Solar

Na seção de análise de viabilidade técnica o Recurso Solar é apresentado como um critério de viabilidade. Isso se deve ao fato que de acordo com o potencial da região analisada, se pode não chegar à produção energética demandada. Isso é preocupante principalmente para sistemas autônomos, onde a rede não está presente. Para sistemas conectados, como a carga em última instância será a própria rede elétrica, o sistema será sempre dimensionado para gerar o máximo de energia possível.

Tabela 3-5 - Comparação entre bases de dados, (COSTA, 2014).

Mês	GHI (kWh/m ² .dia)		
	SUNDATA – CRESESB/CEPEL	SWERA – INPE (Hi-Res)	SWERA – NASA (Low-Res)
Janeiro	4,28	6,57	5,62
Fevereiro	5,56	6,06	5,84
Março	4,06	5,61	5,31
Abril	4,28	5,30	4,98
Mai	3,69	4,43	4,47
Junho	3,72	3,75	4,41
Julho	3,97	4,20	4,57
Agosto	4,36	5,18	5,17
Setembro	4,69	5,05	5,42
Outubro	4,44	6,62	5,59
Novembro	4,81	4,95	5,31
Dezembro	4,33	6,17	5,23
Mínimo	3,69	3,75	4,41
Média	4,35	5,32	5,16
Máximo	5,56	6,62	5,84

A Tabela 3-5 mostra a comparação de três bases de dados públicas disponíveis para o território brasileiro. Duas são participantes do projeto **SWERA**, baseadas em observações de dados de satélite, disponibilizadas pelo INPE e NASA (*National Aeronautics and Space Administration*). A base de dados do CRESESB/CEPEL está disponível através do software SunData, acessado através do site do CRESESB. Conforme mostrado em (COSTA, 2014) e (MONTEIRO, 2014) os dados disponíveis na base de dados do INPE possuem alta variação com relação aos dados do CRESESB. Os dados do INPE são resultados obtidos de um modelo mais preciso, portanto possuem maior confiabilidade do ponto de vista de previsão de geração (MONTEIRO, 2014). Devido a todas as incertezas no processo de obtenção de dados, bem como da variação anual do recurso solar, será impossível ter um dado 100% preciso. Por fim é possível inferir que a escolha da base de dados será um critério pessoal do projetista.

Destaca-se novamente que o recurso solar varia anualmente, dessa forma, mesmo medições no local de instalação podem não ser representativas caso não contemplem um período suficiente de medições (tipicamente superior a 10 anos). Quando os dados possuem anos de medições é possível estimar a produção solar pelos índices P50 e P90. Para tanto é necessário obter tanto a média quanto a variação dos dados de entrada. O valor P50 representará a média dos valores enquanto o índice P90 indicará que até 90% dos valores atingiram no mínimo o valor de energia previsto no P90. No cálculo do P90, as demais incertezas envolvidas no projeto devem ser levadas em consideração como incertezas no modelo do módulo fotovoltaico e seus parâmetros, eficiência do inversor, degradação de longo termo, entre outras.

Para os projetos de microgeração, não é necessário proceder a uma análise tão complexa a ponto de se calcular os índices de produção P50 e P90, bastando somente que a base de dados escolhida seja adequada para a simulação. Neste sentido sugere-se a utilização da base de dados do INPE e disponível através do endereço eletrônico do NREL (NREL, 2015a). O “site” possui uma interface gráfica amigável que permite não só visualização dos mapas de radiação, mas também permite realizar procuras de locais por nome, comparação entre bases de dados, além de possuir base de dados de temperatura. Esta última também será importante para o cálculo de produção energética.

3.5.3 Análise do Local de Instalação

Essa etapa diz respeito à verificação de possíveis agentes externos que possam causar sombreamentos no arranjo fotovoltaico e características físicas do local de instalação. Poderá ser feita inicialmente através de desenhos arquitetônicos caso estejam disponíveis ou através de imagens de satélite de forma aproximada. Para os desenhos arquitetônicos pode não ser possível divisar sombreamentos advindos de obstáculos vizinhos.

Uma poderosa ferramenta para esse tipo de verificação é o Google Earth (quando este se encontra atualizado). Através das imagens de satélite é possível verificar o norte geográfico, fontes de sombreamento tais como prédios, árvores e outros obstáculos próximos além de se obter as dimensões aproximadas das estruturas ou telhado que irá abrigar o sistema fotovoltaico.

No APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO – CENTRO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E RECURSOS HÍDRICOS (CPH) - UFMG, mostra-se um exemplo de como proceder com esta análise em uma situação real.

3.5.4 Modelagem 3D e Simulação

Com todas as informações obtidas nas etapas anteriores é possível proceder com a modelagem tridimensional do gerador. Essa etapa será importante para definir o perfil de sombreamento bem como delimitar as áreas dos diversos arranjos fotovoltaicos.

No software PVSyst é possível utilizar até duas inclinações em um arranjo heterogêneo no mesmo diagrama 3D, no entanto devido a perda de precisão no cálculo de produção de energia, sugere-se que cada posição seja analisada separadamente.

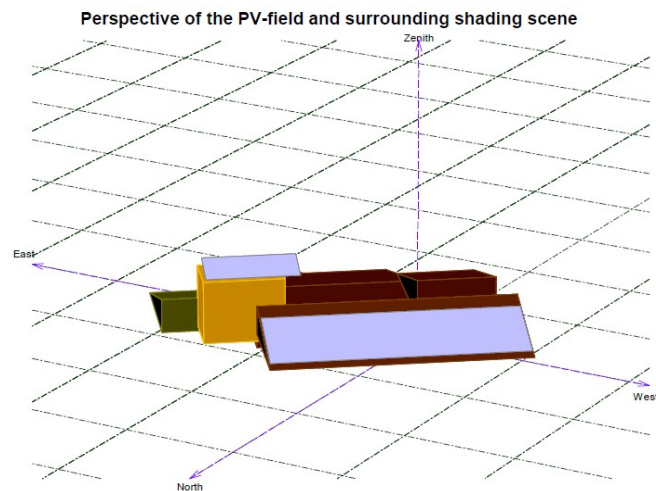


Figura 3-21 – Exemplo de sistema modelado com arranjo na posição noroeste.

Para exemplificar os efeitos do sombreamento, mostra-se um projeto de sistema fotovoltaico com potência pico de 6,36 kWp em Natal/RN. A Figura 3-21 mostra o modelo 3D para o arranjo fotovoltaico voltado para o noroeste. Devido à característica do telhado, parte dos módulos deve ser alocada acima do arranjo principal.

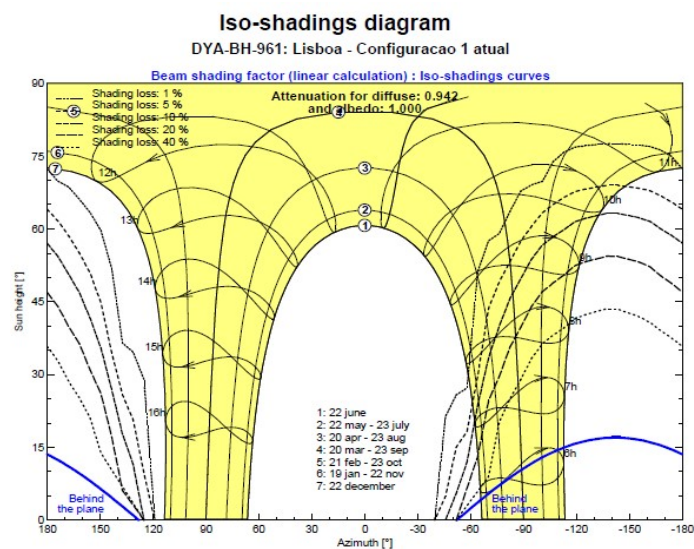


Figura 3-22 - Diagrama do caminho solar e influência do sombreamento.

Pelo diagrama de caminho do sol observado na Figura 3-22, é possível ver que existe sombreamento considerável (acima de 5%) em todas as épocas do ano (Janeiro a Dezembro) para o período da manhã, englobando inclusive períodos de grande produção energética – entre 08:00 e 10:00 da manhã.

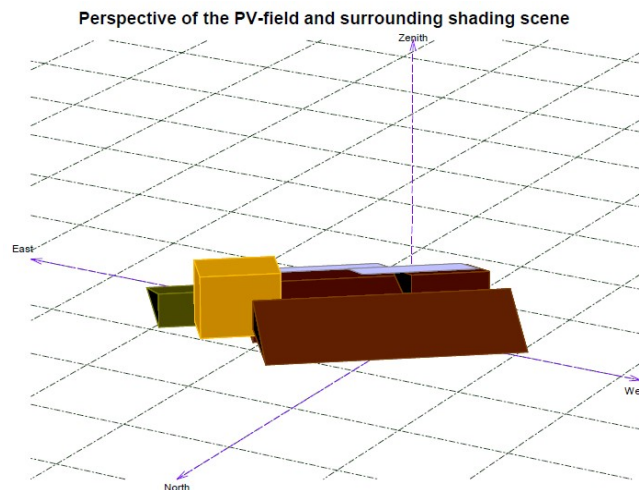


Figura 3-23 – Exemplo de sistema modelado com arranjo na posição sudeste.

A Figura 3-23 mostra o mesmo arranjo, projetado em posição distinta, voltado para o sudeste. Apesar de não estar em sua posição ideal com relação ao azimute, a melhora do perfil de sombreamento consequentemente levou a um incremento no **PR**. A produção energética se mostrou ligeiramente superior à primeira configuração. Os principais parâmetros discutidos podem ser visualizados na Tabela 3-6.

Tabela 3-6 - Parâmetros energéticos para uma instalação em Natal com arranjos em posições distintas.

Pos. Arranjo	Inclinação	Azimute	Produção Final	PR	Perda por Sombreamento
Noroeste	17°	38°	8678 kWh/ano	71,90%	4,30%
Sudeste	17°	-142°	8710 kWh/ano	74,90%	0,10%

Para executar a simulação de produção é preciso definir os diversos arranjos fotovoltaicos da instalação, mesmo que seja único. *Softwares* como o PVSyst possuem em sua base de dados interna informações de centenas de fabricantes de módulos e inversores. Cada elemento de sua base possui o modelo do equipamento, curvas de eficiência, coeficientes de potência, entre outros parâmetros técnicos. Para o público em geral e em alguns casos até mesmo para o projetista, os modelos serão considerados “caixas-pretas”, de forma que a única informação relevante será em última instância quem produziu o modelo sendo disponibilizado.

Ao se escolher os parâmetros de simulação o PVSyst irá pedir aos usuários as seguintes informações:

- área ou potência do arranjo fotovoltaico – caso seja inserido uma cena 3D a área deverá ser compatível com a informada no modelo;
- modelo do módulo fotovoltaico;
- modelo do inversor.

A partir dessas informações o programa irá sugerir uma configuração de arranjo (tipicamente única) e já permitirá ao usuário executar a simulação. No caso de usuários experimentados, diversos outros parâmetros poderão ser inseridos tais como:

- temperatura de operação do arranjo;
- presença de cabeamento CA não desprezível (será incluída uma perda no sistema);
- perdas por sujidade;
- arranjos heterogêneos. O software permite também “subdividir” inversores com mais de um MPPT além de permitir configurações de módulos específicas. Esse recurso é muito importante quando se utiliza inversores com MPPT desequilibrados – caso do SMA Sunny Tripower;
- entre outros.

Depois de realizada a simulação, o software irá entregar um relatório com os principais parâmetros técnicos e resultados gerais como produção ao longo dos meses, **PR** e perdas. O que irá diferir um bom projeto energético dos demais é a capacidade do projetista em identificar e modelar corretamente as perdas. Haja vista que para estimar a capacidade de produção basta um único cálculo, enquanto que para definir corretamente o **PR** diversos modelos e cálculos são necessários.

3.5.5 Potência Final do Sistema Fotovoltaico

A definição da potência não passa por somente um critério técnico objetivo. Como ponto de partida pode-se utilizar a equação de potência fornecida em 3.2.1 para estimar a potência do sistema a partir da demanda de energia. No entanto, ao inserir os dados específicos do local de instalação nos softwares, bem como características dos módulos e inversores, perfil de temperatura e demais parâmetros de produção o cálculo inicial será aperfeiçoado e, conseqüentemente, pode não corresponder à primeira estimativa. Dessa forma, o processo de definição da potência pode requerer uma análise iterativa. Ao final da simulação, caso a produção não atinja a meta estabelecida, deverá ser feita alterações no arranjo fotovoltaico até que se chegue a um valor ideal.

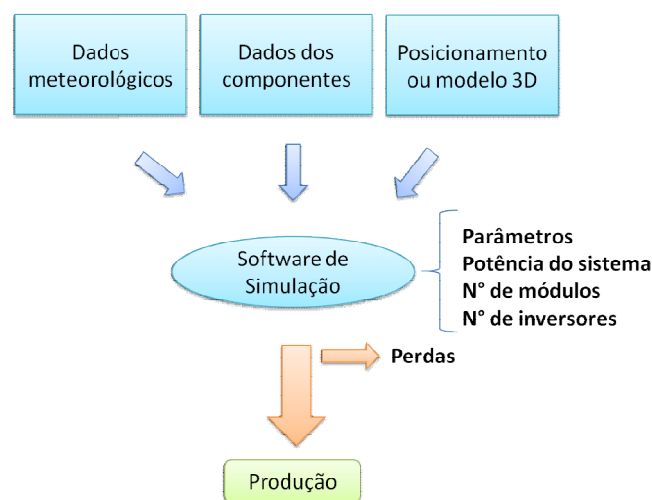


Figura 3-24 - Processo de simulação realizado pelo software.

Porém, conforme visto nas seções anteriores, o sistema poderá ter outros limitantes:

- Potência disponibilizada (segundo nova redação da **REN-482** após **AP 26**) pela concessionária. Para clientes de **BT**, a potência disponibilizada é calculada a partir da

tensão de fornecimento e corrente do elemento de proteção geral da **UC**. Para os clientes de **MT**, o limite será a demanda contratada pelo consumidor.

- Área. Nem toda área disponível para alocação do sistema fotovoltaico é adequada. É necessário verificar questões como o posicionamento final dos módulos e sombreamentos. Em alguns casos a área disponível será inferior a necessária para alocação dos módulos.
- Fator econômico. Em alguns casos o cliente possui um *target* financeiro que irá limitar a potência do sistema ao tamanho do orçamento.

3.6 Projeto Elétrico

O projeto elétrico de um sistema fotovoltaico deve conter todas as informações técnicas referentes aos arranjos fotovoltaicos, inversores, condutores, quadros e demais equipamentos elétricos. Obviamente os resultados encontrados no projeto energético deverão ser utilizados para nortear o desenvolvimento do projeto elétrico. Os principais documentos constantes no projeto de microgeração fotovoltaica são o diagrama unifilar, arranjo físico, memorial descritivo e folhas de dados dos equipamentos principais.

Através do diagrama unifilar e do arranjo físico deverá ser possível identificar todos os elementos de proteção do sistema, bem como o encaminhamento dos circuitos de corrente contínua e alternada. Devem ser delimitados possíveis pontos de interferência com a instalação existente no local, bem como indicados os pontos de acoplamento do sistema com a rede interna. Todos os equipamentos elétricos devem ser dimensionados de acordo com suas capacidades nominais de corrente e tensão, isso implica que, mesmo que o módulo não opere em sua capacidade máxima na maior parte do tempo, o dimensionamento dos circuitos deverá ser realizado para a máxima corrente admissível no projeto.

Devem ser respeitados todos os itens normativos presentes nas Normas Técnicas das concessionárias acessadas além das normas de instalações elétricas brasileiras. Atualmente o Brasil não possui uma Norma Técnica para instalações de sistemas fotovoltaicos específica. As seguintes normativas devem ser seguidas durante a execução do projeto:

- NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão;
- NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com rede elétrica de distribuição;
- NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
- Norma técnica da concessionária acessada. Ex: CEMIG:
 - ND. 5.30 - Requisitos para a conexão de Acessantes ao sistema de distribuição Cemig – conexão em baixa tensão;
 - ND. 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição Cemig – conexão em média tensão.
- NR 10 - SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE.

Caso seja necessário, deverão ser consultadas normas de especificação, seleção e dimensionamento de componentes elétricos tais como a NBR 5356 para transformadores de potência e NBR IEC 60439-1 para quadros elétricos TTA/PTTA. Porém, na maior parte dos projetos de microgeração as normas citadas cobrirão todos os aspectos técnicos necessários para a completa execução do projeto.

O arranjo físico deverá conter o posicionamento dos módulos, a indicação física do encaminhamento dos circuitos, a localização do inversor, o ponto de acoplamento com a rede interna e a posição da medição. Não é necessária a representação de todos os circuitos da edificação, bastando identificar os circuitos que de alguma interajam com o sistema, tais como circuitos no mesmo bandejamento, quadros compartilhados e circuitos de medição.

O diagrama unifilar deverá conter no mínimo as seguintes informações:

- especificação do módulo fotovoltaico (informações da folha de dados);
- especificação do inversor (idem ao módulo);
- especificação de transformadores, quadros ou demais sistemas exclusivos do sistema fotovoltaico;
- notas de instalação referentes aos equipamentos do sistema;
- número de módulos em série e paralelo;
- tensão e corrente máximas dos arranjos fotovoltaicos;
- legenda de componentes;
- tensão, número de fases e frequência nominal da rede elétrica;
- selo do integrador e informações sobre o projetista;
- referência de documentos utilizados como base.

Assim como no arranjo físico, não é necessário representar os circuitos de carga da edificação no diagrama unifilar, basta indicar onde os mesmos se iniciam. A representação no unifilar deverá conter todo o circuito desde o módulo até a conexão com a rede elétrica.

O memorial descritivo servirá como principal documento de consulta para os profissionais que não estão envolvidos diretamente na elaboração do projeto. Sendo assim deverá conter informações sobre o consumidor e local de instalação, características do fornecimento, especificação dos equipamentos, sistemas de proteção, aterramento e **SPDA**, certificações de equipamentos e informações de produção energética.

Por fim, todo projeto de engenharia no território nacional deve ter um responsável técnico. Deverá ser entregue junto à documentação da concessionária a Anotação de Responsabilidade Técnica (**ART**) assinada pelo engenheiro responsável pelo projeto. Este deverá ser assinado por profissional habilitado das disciplinas de Engenharia Elétrica, Controle e Automação ou Eletrônica.

3.7 Instalação e Comissionamento

A última etapa que compete ao integrador será a instalação e comissionamento do sistema fotovoltaico. Durante estas atividades recomenda-se que o serviço seja acompanhado por

profissional treinado, principalmente durante a atividade de comissionamento, que pode exigir a tomada de decisões rápida em casos de faltas nos equipamentos.

Todo o serviço deverá ser executado por pessoal qualificado ou advertido, BA4 e BA5 conforme norma NBR 5410. As principais NR (Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho Federal) que devem ser seguidas durante todo o processo de instalação são a NR 10 e a NR 35 (Trabalho em Altura). Oportunamente outras normas podem ser recomendadas tais como NR 11 (Transporte, Movimentação, Armazenagem e Manuseio de Materiais) e NR 15 (Atividades e Operações Insalubres). O integrador deve apresentar ao cliente as certificações comprovando o treinamento dos trabalhadores para as normas exigidas.

Como regras gerais os seguintes pontos devem ser observados:

- devem ser cumpridos todos os procedimentos de segurança da empresa instaladora;
- o acesso aos materiais deve ser monitorado;
- os suportes metálicos, quinas dos módulos e demais estruturas metálicas devem ser instaladas de forma a não provocarem acidentes. Deve-se evitar a utilização de materiais com arestas cortantes;
- os módulos não devem ser conectados logo após a instalação nos suportes. Somente depois que todo o encaminhamento CC estiver pronto é que se deve proceder a interligação dos módulos;
- todo circuito conectado ao módulo fotovoltaico deve ser considerado uma linha viva enquanto houver claridade solar. Mesmo em dias nublados ou chuvosos a tensão de uma série pode atingir valores elevados e, possivelmente, letais;
- nunca curto-circuitar as extremidades de um circuito em série de módulos. A desconexão na presença de claridade solar pode gerar arcos elétricos e possivelmente ferir alguma pessoa;
- deve ser respeitado o grau de proteção de cada equipamento. Alguns inversores possuem **grau de proteção IP 65**, o que indica que podem ser instalados em ambientes externos, ainda assim devem ser protegidos de radiação solar direta e chuva sempre que possível.
- todos os trabalhadores devem estar devidamente equipados com EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) tais como luvas, óculos de proteção, botinas e capacete. Para trabalhos em altura deverá ser provido linhas de segurança, coletes, dispositivos de ancoragem e demais materiais anti-queda.

Ao final da atividade de montagem e instalação o profissional responsável deverá realizar uma inspeção final. Consistindo em:

- Sistema de corrente contínua:
 - verificação da tensão de operação contínua e máxima de todos os componentes do circuito;
 - verificação se componentes possuem proteção classe II ou isolamento equivalente;

- verificação quanto à montagem dos condutores. Devem ser minimizadas as chances de falta a terra ou curto circuito. Os condutores devem ser protegidos contra radiação solar, vento e temperatura;
- caso um arranjo possua mais de duas *strings* em paralelo, deve-se prover proteção contra corrente reversa em série com cada circuito da *string*. O condutor utilizado deve ser capaz de conduzir a corrente de falta das *strings*.
- caso utilizados, os diodos de bloqueio devem suportar ao menos duas vezes a tensão de circuito aberto das *strings* ao qual está conectado;
- caso o sistema possua aterramento em um dos pólos, deve-se verificar se há isolamento galvânica no inversor com o intuito de evitar-se corrosão galvânica.
- Proteção contra choques elétricos e sobre-tensão:
 - verificar a aplicação do dispositivo **DR** (dispositivo Diferencial Residual). Caso a instalação possua **DR**, atentar para a corrente mínima de sensibilização do dispositivo. Dispositivos **DR** de alta sensibilidade (30 mA por exemplo) tendem a ser acionados pelo sistema fotovoltaico;
 - para evitar sobre-tensões nos circuitos **CC**, deve-se evitar que a instalação dos condutores formem laços indutivos de grande área. Não há necessidade de trançar os condutores!
 - verificar se os módulos e estruturas foram corretamente conectados ao terra da edificação;
- Sistema de corrente alternada:
 - verificar se os equipamentos e condutores possuem a correta isolamento;
 - verificar se os parâmetros operacionais do inversor correspondem ao **código de rede** brasileiro;
 - caso necessário, checar a qualidade da tensão do local quanto a presença de harmônicos, desequilíbrios, entre outros fatores prejudiciais ao sincronismo;
 - caso a instalação possua gerador de *back-up* (diesel por exemplo), deve-se garantir que o mesmo nunca ficará em paralelo com o inversor.
- Rotulagem e identificação:
 - todos os equipamentos pertencentes ao sistema fotovoltaico devem estar identificados;
 - caixas de junção (*stringbox*) devem conter a indicação que as partes que se encontram dentro do equipamento estão vivas enquanto houver claridade solar;
 - o inversor deve conter aviso sobre a tensão residual dos capacitores **CC**. Uma vez desligado o equipamento não pode ser manuseado por pelo menos 10 minutos (tempo de descarga dos capacitores);
 - o principal dispositivo de proteção do lado **CA** deve estar identificado, geralmente esse dispositivo estará no ponto de acoplamento comum com a rede elétrica interna;
 - o digrama unifilar deverá estar exposto no local de instalação do inversor para consulta a todo momento.

A atividade de comissionamento deverá ser realizada após a inspeção. Para que possam ser identificados possíveis problemas nos módulos ou inversores é sugerido que se faça o

comissionamento em horário de sol pleno em dias pouco nublados. O responsável pelo comissionamento deverá manter anotações de todos os resultados encontrados. As atividades do comissionamento deverão incluir ao menos:

- verificação da documentação. Desenhos, manuais, especificações, certificados de garantia, listas de equipamentos e demais documentos importantes deverão ser checados no início do comissionamento;
- inspeção visual. Todos os componentes do sistema devem ser inspecionados visualmente: módulos, inversores, circuitos, quadros, sistemas de aterramento, etc.
- testes operacionais:
 - continuidade dos circuitos;
 - polaridade na entrada CC do inversor;
 - corrente e tensão nominais;
 - corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto;
 - ilhamento;
 - tempo de reconexão;
 - testes recomendados pelo fabricante do inversor, caso aplicável;
 - isolamento dos circuitos de corrente contínua.

A norma brasileira **NBR 16274** e a norma internacional **IEC 62446** contém detalhes de como realizar os testes descritos bem como o correto procedimento de comissionamento dos sistemas.

4. ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta o estudo de caso da primeira instalação fotovoltaica conectada através da REN-482 em Belo Horizonte. O sistema foi comercializado e instalado por uma empresa fabricante de módulos e integradores de sistemas fotovoltaicos. Com o intuito de validar a metodologia proposta no Capítulo 3 será analisado o desempenho do sistema. Os resultados obtidos após um ano de funcionamento serão comparados aos do projeto energético original.

4.1 Apresentação e Características Gerais da Instalação

O sistema fotovoltaico objeto deste estudo foi instalado durante o ano de 2013, primeiro ano de vigência da **REN-482**. O cliente é da classe residencial e a unidade consumidora é atendida em baixa tensão. O sistema é composto por 12 módulos fotovoltaicos SV-245D20 do fabricante nacional TECNOMETAL (DYA Solar) totalizando 2,94 kWp, um inversor modelo Ingecon Sun Lite de 2,5 kVA de potência nominal do fabricante espanhol INGETEAM, suportes nacionais também fabricados pela TECNOMETAL e equipamentos acessórios. Como o sistema foi instalado anterior à publicação do Despacho 720 de 2014 da ANEEL, foi exigido que fosse instalado um **DSV** (Dispositivo de Seccionamento Visível) no padrão de entrada da edificação. Durante a vistoria o medidor convencional foi substituído por um equipamento bidirecional de fabricação Landys+Gyr, modelo E34a. A Figura 4-1 mostra cada um dos principais equipamentos do sistema.



Figura 4-1- Equipamentos do sistema fotovoltaico.

As tratativas comerciais com o cliente se iniciaram em jun/2013 culminando na assinatura do contrato de fornecimento em 27/06/2013. O projeto foi enviado à concessionária CEMIG em 05/07/2013 e aprovado em 05/08/2013, praticamente dentro do prazo regulamentar de 30 dias estabelecido pela normativa e sem prejuízo ao acessante. O período de instalação foi de aproximadamente três semanas durante os meses de set/2013 e out/2013. Nesse projeto, particularmente devido à necessidade de instalação do **DSV**, foram necessárias intervenções no **Padrão de Entrada** da edificação, de modo a adequá-lo à Norma ND 5.30 da CEMIG (CEMIG, 2012). Em 01/11/2013 foi realizado o pedido de vistoria da instalação para a CEMIG. O **relacionamento operacional** foi assinado em 04/11/2014, porém um período de greve de funcionários na CEMIG gerou um atraso de quarenta e cinco dias para a realização da vistoria em si. Em 13/12/2013 a DYA Solar realizou o comissionamento do sistema e em 19/12/2013 o sistema passou a entrar em operação definitiva após a vistoria e troca do medidor por um

modelo bidirecional por parte da concessionária. Mesmo se tratando de um dos primeiros sistemas de Microgeração do país e o primeiro de Belo Horizonte, o prazo total de quase seis meses pode ser considerado excessivamente longo, uma vez que a normativa estabelece que a soma de todos os prazos máximos das etapas de acesso não podem ultrapassar 82 dias (COSTA, 2015). A Figura 4-2 mostra o fluxograma dos eventos descritos.

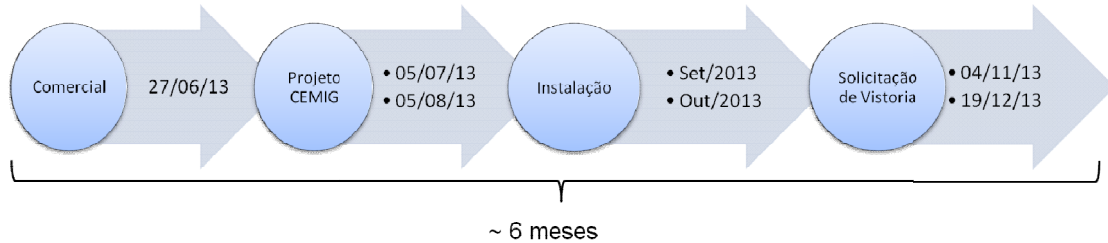


Figura 4-2 - Fluxograma de eventos entre tratativas comerciais e vistoria.

4.2 Etapas de Desenvolvimento do Projeto

Para este projeto foram seguidas todas as etapas previstas na metodologia proposta no capítulo 3: análise de viabilidade técnica, análise de viabilidade comercial, projeto energético, projeto elétrico, análise regulatória, instalação e comissionamento.

4.2.1 Análise de Viabilidade Técnica

Durante a etapa de comercialização do gerador fotovoltaico foi realizado uma visita técnica ao local de instalação para definição dos principais parâmetros de projeto. Diversos pontos averiguados encontravam-se fora da normativa de instalações elétricas e demandariam uma reforma geral do **padrão de entrada** do cliente, em um primeiro momento para evitar reprovação durante a vistoria do sistema solar, bem como para adequar o **DSV** ao mesmo.

4.2.1.1 Recurso Solar

Dentre as bases de dados gratuitas, a base desenvolvida pelo INPE no projeto SWERA possui um bom conjunto de dados e uma boa interface computacional.

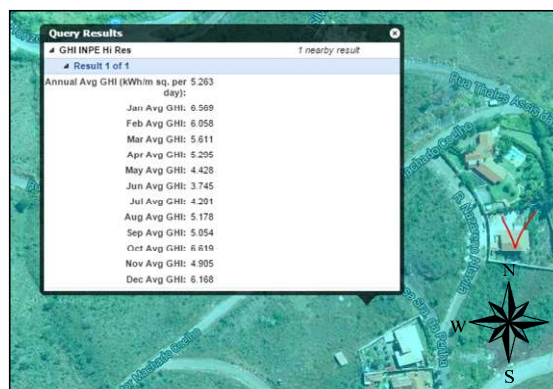


Figura 4-3 - Recurso solar para o local do empreendimento.

A Figura 4-3 contém a imagem de satélite evidenciando a localização da instalação e os valores mensais de **GHI** para a base do INPE. Os valores serão utilizados para a obtenção de uma estimativa de geração do primeiro ano de funcionamento do sistema em estudo.

Cabe ressaltar que a primeira projeção de produção de energia levou em consideração exatamente esta base. Posteriormente, durante a avaliação de desempenho, outras bases foram utilizadas para comparar os resultados simulados com dados reais. O GHI para a cidade de Belo Horizonte no local estudado é de 5,26 kWh/m².dia, o que indica um excelente local em termos de irradiação quando comparado com outros pontos do Brasil.

4.2.1.2 Tipo de Instalação

Devido aos espaços disponíveis de telhado, bem como o posicionamento do mesmo em relação ao norte geográfico, ficou definido que o melhor conceito de instalação seria o modelo adaptado à arquitetura ou **BAPV**. Nesta modalidade utilizam-se suportes de fixação presos aos elementos estruturais do telhado. O suporte utilizado é um modelo de trilho específico para a instalação de módulos fotovoltaicos.



Figura 4-4 - Detalhes de fixação do suporte dos módulos.

A Figura 4-4 contém fotos da instalação evidenciando detalhes do sistema de fixação como as presilhas e formato do perfil de alumínio. É possível observar que o módulo possui uma ligeira separação do telhado o que permite um fluxo de ar abaixo dos módulos, melhorando o perfil de resfriamento.

4.2.1.3 Sombreamento

Durante a visita técnica foram levantados possíveis pontos de sombreamento como objetos estruturais. A Figura 4-5 evidencia que apesar dos módulos estarem em telhado estruturalmente inferior ao pavimento superior (entrada da edificação), a posição do mesmo (posicionado mais ao norte), bem como a distância entre a fonte de sombreamento não eram preocupantes.

Devido ao tamanho, a chaminé também não possui capacidade de fazer sombra significativa no arranjo fotovoltaico.



Figura 4-5 - Possíveis fontes de sombreamento do arranjo fotovoltaico.

4.2.1.4 Componentes da Instalação

Os módulos deste empreendimento foram fabricados nacionalmente pela empresa TECNOMETAL (DYA Solar), mesma integradora do sistema. O período de garantia ofertado foi de 5 anos contra defeitos de fabricação. As principais características do módulo utilizado podem ser vistas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Parâmetros do módulo SV-245D20, fabricante TECNOMETAL.




Parâmetro	Valor
Número de Células	60 und
Modelo	SV-245D20
Potência Nominal (STC)	245 Wp
Tensão de Circuito Aberto	37,9 V
Tensão de Máxima Potência	30,0 V
Corrente de Curto-Circuito	8,7 A
Corrente de Máxima Potência	8,2 A
Eficiência	15,2%
Dimensões	1645 x 981 x 34 mm
Peso	18 kg
Classificação INMETRO	A

Como pontos positivos podem ser destacados o fato de o equipamento ser produzido no Brasil, portanto, eventos de troca em garantia podem ser realizados diretamente pelo fabricante no país. O módulo possui potência e eficiência dentro do padrão do mercado. Devido à produção nacional, o equipamento pode ser adquirido com linhas de financiamento do BNDES.

Como pontos negativos podem se destacar o fato de não haver registros ou estudos suficientes deste módulo em operação para atestar a eficiência contra **PID** e **LID**. O fabricante não oferta um certificado de garantia contra perda de potência e nem apresenta certificações internacionais de qualidade e segurança IEC 61215 e 61730-1-2. Outro ponto a se destacar é a tolerância de potência em $\pm 5\%$ da potência nominal do módulo, que pode levar a perdas acentuadas por *mismatch* entre os *strings* de módulos.

O inversor utilizado é o modelo Ingecon Sun Lite, produzido pela Ingeteam. O fabricante possui larga experiência internacional e uma ampla linha de produto variando de conversores de baixa potência para microgeração a grandes eletrocentros para usinas de grande porte. A compra do equipamento pode ser realizada diretamente com o fabricante que possui sede no Brasil e atua tanto no mercado solar, quanto no mercado de energia eólica. O inversor possui 5 anos de garantia de fábrica contra defeitos de fabricação.

Tabela 4-2 – Parâmetros do inversor Ingecon Sun Lite 2.5 TL, fabricante INGETEAM.



Parâmetro	Valor
Potência PV recomendada	2,8 a 3,3 kWp
Modelo	Ingecon Sun Lite 2.5 TL
Potência Nominal	2.7 kW (até 45°C)
Faixa de Tensão de MPPT	160 – 450 V
Faixa de Tensão de operação	125 – 550 V
Máxima tensão admissível	550 V
Máxima corrente CC	16 A
Máxima corrente CA	13 A
Tensão CA nominal	220 V
Máximo THDi	< 3%
Número de entradas CC	3
Número de MPPTs	1
Eficiência máxima	96,6%
Peso	18,3 kg
Dimensões	360 x 180 x 470 mm
Grau de proteção IP	65

O modelo adquirido possui proteções contra surto através de varistores classe III presentes na entrada e saída, proteção contra ilhamento, proteção contra polaridade reversa, fusíveis e monitoramento de isolamento com presença de alarme. A Figura 4-6 mostra o diagrama simplificado do inversor atentando para os elementos de proteção e seccionamento.

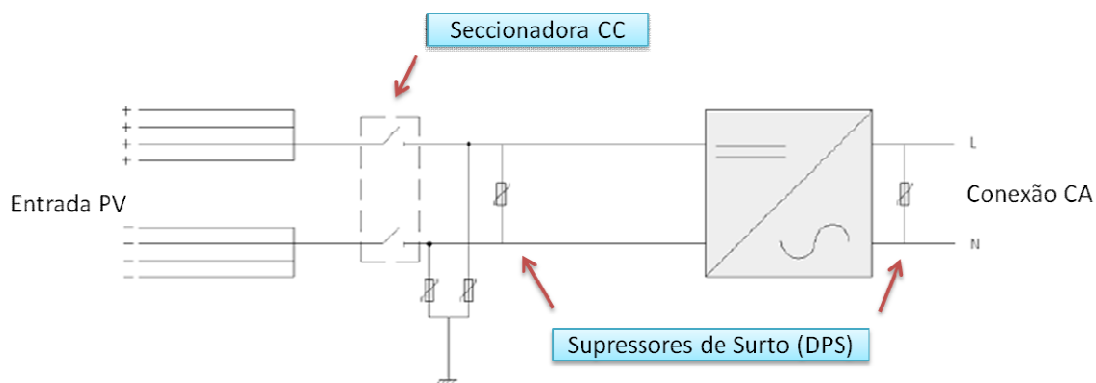


Figura 4-6 - Diagrama simplificado Ingecon Sun Lite.

Na época de execução do projeto a norma NBR 16149 não estava em vigor, no entanto o fabricante disponibilizou certificados próprios atestando o cumprimento aos requisitos da norma bem como parametrização condizente com o código de rede brasileiro.

4.2.1.5 Tensão de Ligação

A unidade consumidora é atendida por uma rede bifásica a três fios (F-F-N) 220/127, desta forma o conversor foi instalado entre fases. Essa configuração não provoca nenhum prejuízo à instalação visto que a referência de neutro não é necessária para o funcionamento do equipamento. É possível inferir que, tendo em vista que a unidade consumidora é bifásica, esse arranjo promove certo nível de imunidade a eventos de afundamento de tensão monofásicos para terra. Caso o afundamento ocorra no mesmo nível de tensão, o sistema está ligado a um braço do delta bloqueando a sequência zero e, em níveis de tensão mais altos (onde é comum afundamentos monofásicos), o delta do transformador de potência também bloqueia as componentes de sequência zero.

4.2.1.6 Condições Prévias do Local

Foi verificado durante a visita técnica vários problemas na instalação elétrica existente. Foram necessárias adequações desde a identificação dos condutores à instalação de um novo quadro de distribuição. Muitas das cargas se apresentavam ligadas através de emendas e sem proteção contra sobrecarga ou curto-circuito, possibilitando sério risco de acidentes.



Figura 4-7 - Padrão de entrada – A e B: antes da reforma, C: durante a reforma e D: após a reforma e instalação do DSV e novo quadro de distribuição.

Durante a instalação, foi necessário adaptar o padrão de entrada para atender a norma CEMIG vigente e instalar o **DSV**.

4.2.2 Análise de Viabilidade Comercial

A primeira análise de viabilidade comercial foi realizada com base no **CAPEX** do investimento sem presença de financiamento e tarifa de energia vigente para a CEMIG em dez/2013. Na época o governo de Minas Gerais já havia criado a lei de isenção do **ICMS** sobre as operações de compensação de energia, portanto a tarifa de aplicação do estudo incorpora o **ICMS**.

Como parâmetros técnicos são considerados a produção simulada para o primeiro ano de funcionamento e a depreciação anual de 0,7% a partir do segundo ano de uso. A depreciação no primeiro ano é considerada em 1,5%. Considera-se ainda a troca do inversor no 10º ano de operação e um **OPEX** fixo da ordem de 0,5% do **CAPEX** do investimento anualmente. Um parâmetro complicado de se definir para a microgeração é a **Taxa de Desconto**. Para um consumidor Pessoa Jurídica (**PJ**), o custo do capital muitas vezes é um parâmetro conhecido e o investimento pode ser comparado com outros de igual porte. Para este estudo de caso considerou-se o teto da meta de inflação como a taxa mínima de atratividade (**TMA**), visto que muitos investimentos para **PF** são remunerados pouco acima da inflação. Os principais parâmetros de viabilidade para essa primeira simulação podem ser visualizados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Parâmetros financeiros no cenário de investimento – Cenário 1.

Cenário	Geração 1º Ano	CAPEX	Taxa de Desconto	Reajuste Anual Energia	Custo OPEX	Tarifa de Energia*
1	4605 kWh	7,4 R\$/Wp	6,50%	6,50%	0,5%/ano	495 R\$/MWh

* Tarifa base: 0,3470 (Conforme Res. Homologatória nº 1507 de 2013). ICMS residencial: 30%.

O fluxo de caixa gerado para o cenário analisado pode ser visto na Figura 4-8.

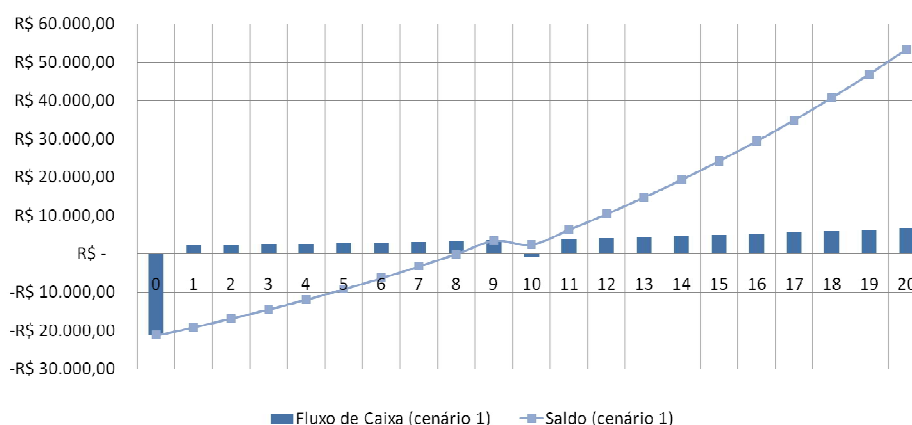


Figura 4-8 - Fluxo de caixa e saldo do investimento.

Os principais indicadores econômicos encontrados são mostrados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Indicadores econômicos para o primeiro cenário.

Cenário	TIR (20 anos)	TIR (15 anos)	VPL (20 anos)	Payback	LCOE
1	12,7%	9,9%	R\$ 14.047,00	8 anos	512 R\$/MWh

Como o período de vida útil dos módulos é de 20 anos, todas as análises financeiras são feitas em 20 anos. Todos os valores encontrados são satisfatórios, mostrando que o investimento é

atrativo para o consumidor. A **TIR** é o dobro da **TMA** considerada e o *payback* para época era considera baixo. Outro ponto importante destacar é que o **LCOE** calculado já estava na margem de viabilidade segundo a tarifa vigente da concessionária.

4.2.3 Projeto Energético

O projeto energético foi realizado com o auxílio do software PVSyst. Foi seguida a metodologia descrita na seção 3.5. Cabe ressaltar que a potência do sistema fotovoltaico não foi definida em função do gasto energético e sim no melhor custo benefício em relação ao preço dos equipamentos. A residência, por já possuir sistema de aquecimento de água e um uso racional de energia elétrica, possui um gasto mensal relativamente baixo. Em jun/2013, data da contratação da instalação, o histórico dos últimos 12 meses apresentava um consumo anual de 2.328 kWh. Utilizando a equação presente em 3.2.1, encontra-se que a instalação deveria possuir cerca de 1,6 kWp para poder gerar toda a energia consumida durante o ano.

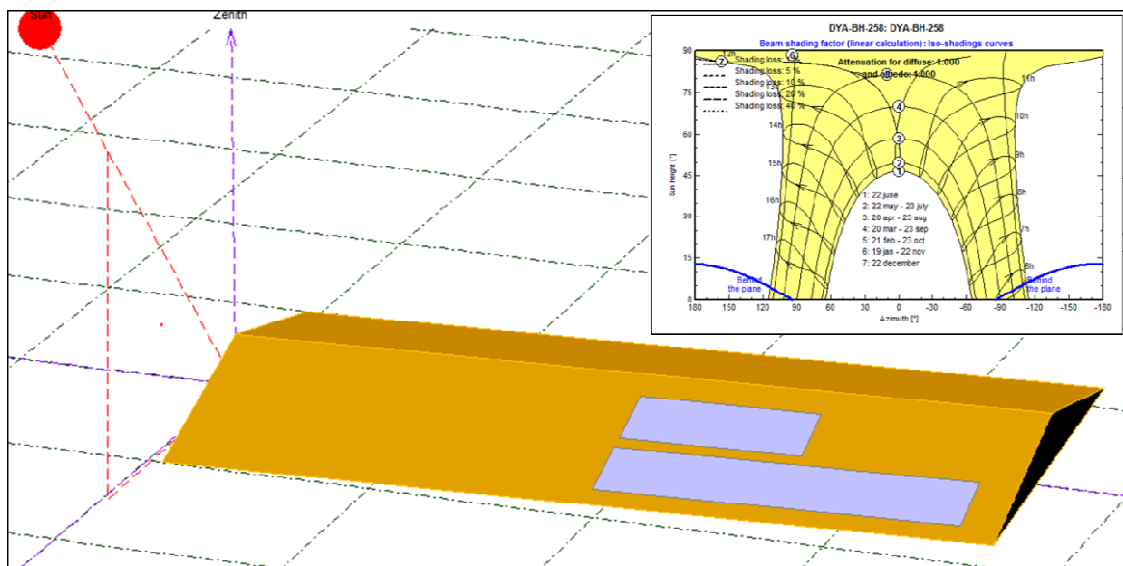


Figura 4-9 - Modelo 3D e cena de sombreamento.

Conforme pode ser observado Figura 4-9, o modelo utilizado desconsiderou as possíveis fontes de sombreamento da edificação próxima e da chaminé, desta forma o caminho solar apresenta somente os momentos onde o arranjo está fora de alcance da radiação ou *behind the plane* (linha azul). Este efeito ocorre somente em horários extremos e a perda de energia associada é desprezível.

4.2.4 Projeto Elétrico

O projeto elétrico foi realizado seguindo a metodologia descrita na seção 3.6 e de acordo com todas as normativas de instalação elétrica e sistemas fotovoltaicos.

Tendo em vista a faixa de MPPT do conversor, os 12 módulos foram ligados em uma única série. Os módulos possuem tensão nominal em máxima potência de 31,08 volts c.c. e tensão em circuito aberto de 38,30 volts c.c.. O coeficiente de ajuste de tensão por temperatura é de 0,41%/°C. Desta forma, dentro das temperaturas máximas e mínimas de operação (50°C e 5°C

respectivamente), o arranjo nunca irá superar a máxima tensão de entrada do conversor (550 volts c.c.) e não irá operar abaixo do mínimo (125 volts c.c.).

Os componentes foram todos especificados para trabalhar dentro das condições de corrente e tensão dos equipamentos. Os circuitos foram dimensionados segundo os critérios da NBR 5410. O inversor conforme já destacado nas seções anteriores foi programado para a normativa brasileira de interface com a rede de distribuição, NBR 16149.

4.3 Avaliação após o Primeiro Ano de Operação

Esta seção detalha os estudos realizados no sistema após o primeiro ano de operação. Os resultados do projeto energético original foram comparados com os dados medidos pelo inversor. Adicionalmente foram estudados aspectos relativos à qualidade de energia na instalação, procurando observar a injeção de harmônicos pelo sistema fotovoltaico, bem como a estabilidade da tensão em momentos de geração. Por fim, foi realizada uma revisão do estudo financeiro inicial, levando em consideração o aumento de tarifas durante o ano de 2015 e quais os impactos nos parâmetros econômicos da instalação.

4.3.1 Produção Real e Produção Simulada

A título de comparação além da base do INPE, foram utilizadas outras bases de dados baseada em dados de estações meteorológicas e em dados de satélite, porém com resolução inferior à base do INPE.

Tabela 4-5 - Comparativo entre a produção real e simulada em kWh.

Mês	Prod. Real	INPE Hi Res.	Meteonorm	NASA Low Res.
jan/14	456,49	427,5	291,9	368,2
fev/14	414,43	370,2	343,8	356,6
mar/14	361,66	393,8	296,7	372,4
abr/14	342,43	387,3	322,3	360,5
mai/14	363,69	357,0	305,2	358,5
jun/14	350,29	300,2	312,2	359,1
jul/14	312,82	347,3	338,7	380,2
ago/14	370,11	489,0	356,0	404,1
set/14	429,33	353,6	341,0	380,2
out/14	406,92	455,0	318,2	382,8
nov/14	337,32	317,6	321,6	337,9
dez/14	369,91	400,8	294,0	339,6
Total	4515,44	4599,3	3841,6	4400,1

De acordo com os dados encontrados na Tabela 4-5 é possível verificar que os valores totais simulados para as bases de dados baseadas em satélite se aproximam muito do valor real obtido pelo sistema, tendo margem de erro menor que 2% para o estudo de caso em questão. Os dados do Meteonorm foram obtidos da própria base de dados do PVSyst e são

provenientes de uma estação meteorológica de Belo Horizonte. Estes apresentaram quase 15% de diferença entre o valor simulado e o real.

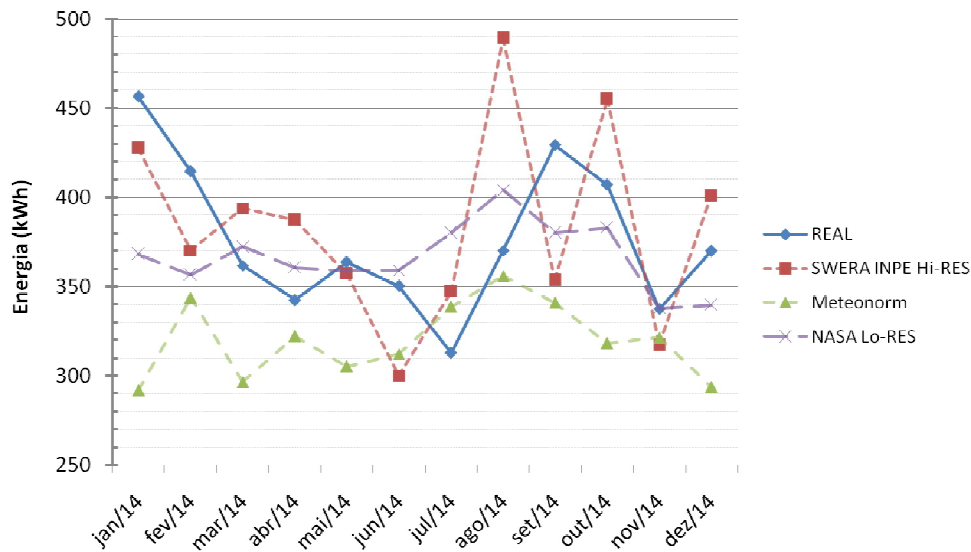


Figura 4-10 – Gráfico de produção mensal real em comparação com dados simulados.

Apesar dos valores totais próximos, quando se analisam os valores mensais apresentados na Figura 4-10, é possível verificar que há variação sensível entre os dados reais e os simulados. A base de dados do INPE possui uma tendência próxima da real apesar de desviar bastante nos meses de agosto e setembro. Os dados da NASA, apesar de se aproximarem no total de geração esperado, mostram pouca variação sazonal, muito em função da resolução da imagem analisada pelo satélite – 100x100 km². Os dados da Meteonorm não apresentaram variação sazonal significativa e produção elevada no mês de julho, indicando uma tendência destacada da real. Os índices presentes na Tabela 4-6 mostram a correlação $\rho(x,y)$ para os dados reais e simulados. Os valores corroboram a suspeita inicial.

Tabela 4-6 - Índices de correlação entre os conjuntos de dados.

INPE x Prod. Real	Meteonorm x Prod. Real	NASA x Prod. Real
39,3%	- 9,6%	18,2%

4.3.2 Qualidade de Energia da Instalação

Foi realizada uma campanha de medição com duração de uma semana para aferir a qualidade de energia da instalação. Foi utilizado um analisador de energia da marca FLUKE (modelo 435 Série II) com objetivo de medir o perfil de tensão e possíveis variações devido à influência do sistema fotovoltaico e distorções harmônicas na corrente injetada pelo conversor. A Figura 4-11 mostra fotos da montagem do analisador de energia.



Figura 4-11 – Montagem do analisador de energia.

A corrente no conversor segue o mesmo perfil da irradiação no plano dos módulos uma vez que são grandezas proporcionais. A tensão apesar de apresentar oscilações, possui média dentro do valor de 127 rms sem variações consideráveis. A Figura 4-12 mostra a tela de gráficos do Software PowerLog (FLUKE) com a corrente e tensão RMS medida durante um dia completo (05/11/2014). A medição foi realizada com intervalos de armazenamento de 1 minuto.

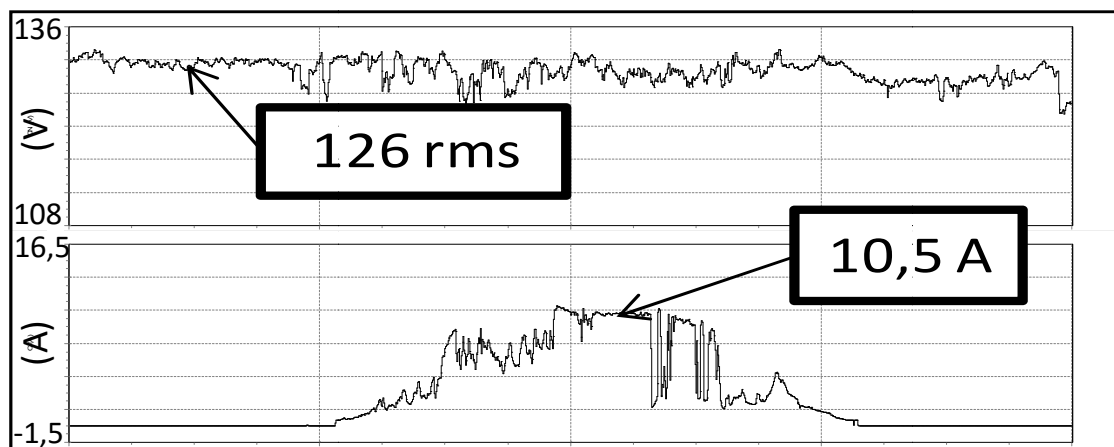


Figura 4-12 - Perfil de corrente e tensão para o dia 05/11/2014.

As medições revelaram um THDv de 2,63% no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Considerando que o ponto se encontra em um final de linha e é atendido por um transformador de 30 kVA, a taxa de distorção é relativamente baixa. O espectro de corrente harmônica para situação de carga média e alta no conversor pode ser visualizado na Figura 4-13. Como a instalação do cliente é bifásica, não foi possível aferir níveis de desbalanceamento de tensão.

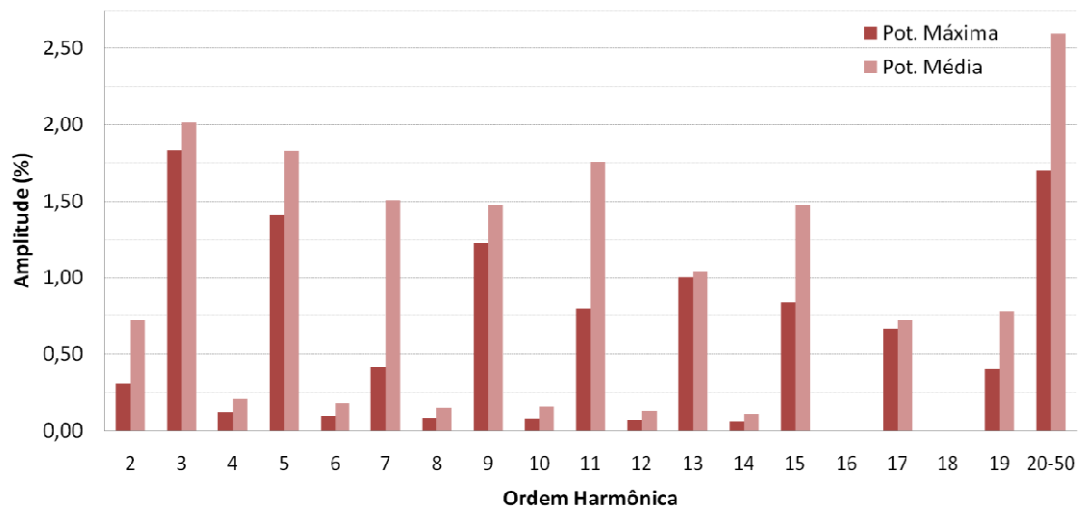


Figura 4-13 - Espectro harmônico de corrente medido para potência máxima e média (50%) do conversor.

O THDi para potência máxima ficou em 3,28%, pouco acima do limite estabelecido pelo fabricante de 3%, porém abaixo dos 5% exigidos pela regulamentação. Para potência média, o conversor apresentou taxa de distorção de 4,89%. Devido aos altos índices de irradiação, o conversor deverá operar na maior parte do tempo nestas condições. A interação entre vários conversores na mesma linha poderá aumentar significativamente as taxas encontradas no PAC e na rede de distribuição assim como alterar o perfil de tensão, que tende a subir em momentos de baixa carga e alta geração (SOUZA, 2014). Por fim, como o conversor é da topologia *transformerless*, foi analisado a injeção de corrente em componente contínua. Encontraram-se valores abaixo de 0,5% da nominal conforme requisito da ND 5.30 (CEMIG, 2012), com média de 0,22% para operação em potência máxima.

Os valores encontrados durante o monitoramento estão dentro limites aceitáveis para um sistema desse porte. Tendo em vista que a instalação está localizada em final de rede e possui baixa potência de curto-circuito, o fato de nenhum valor de referência das normativas ser ultrapassado é surpreendente.

4.3.3 Análise Financeira

Devido ao cenário hidrológico desfavorável e outros fatores já explicitados durante as seções anteriores, o preço de energia subiu consideravelmente durante o ano de 2015. O aumento para a tarifa da CEMIG-D foi de aproximadamente 47%. O valor base de R\$ 347,00 por MWh subiu para R\$ 509,00 por MWh. Esse fato isoladamente é suficiente para provocar um deslocamento na curva de fluxo de caixa acumulado do cenário 1 apresentado na seção 4.2.2.

Tabela 4-7 - Parâmetros financeiros no cenário de investimento – Cenário 2.

Cenário	Geração 1º Ano	CAPEX	Taxa de Desconto	Reajuste Anual Energia	Custo OPEX	Tarifa de Energia
1	4605 kWh	7,4 R\$/Wp	6,50%	6,50%	0,5%/ano	495 R\$/MWh
2	4515 kWh	7,4 R\$/Wp	6,50%	6,50%	0,5%/ano	809 R\$/MWh*

* Tarifa base: 0,50974 (Conforme Res. Homologatória nº 1872 de 2015). ICMS residencial: 30%. PIS/COFINS: 6%

Para o cenário 2, é feita a correção da geração de energia para a produção real. Os principais parâmetros econômicos utilizados na simulação são vistos na Tabela 4-7. A tarifa de energia corrigida só é aplicada a partir do segundo ano, o que mantém o fluxo exatamente o mesmo até o final do primeiro ano de operação. Outra consideração está na incorporação do **PIS/COFINS** na composição da tarifa de energia uma vez que o Governo Federal também isentou o imposto sobre as operações de compensação de energia. Assim como no primeiro cenário não é considerado o efeito da bandeira tarifária, todos os outros parâmetros são mantidos.

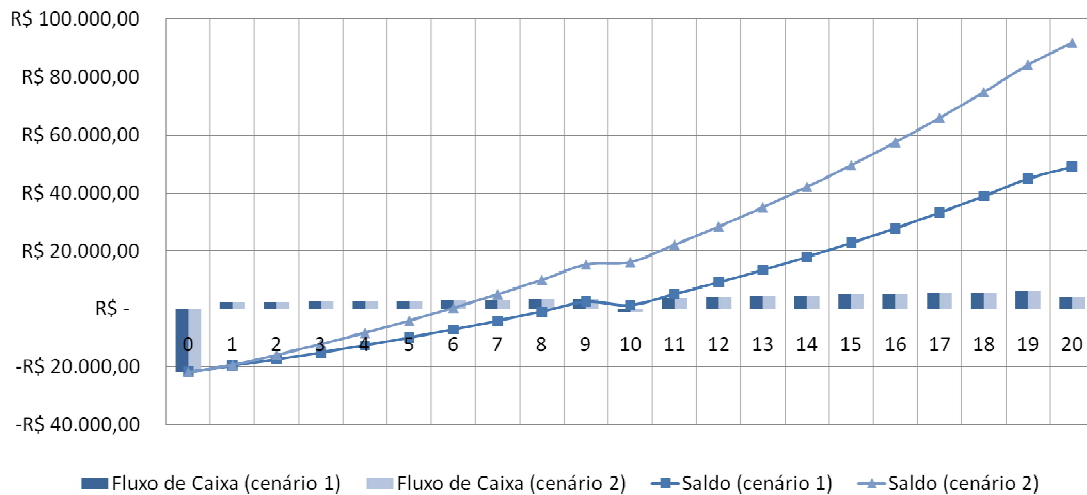


Figura 4-14 - Comparação entre o fluxo de caixa e o saldo do investimento nos cenários 1 e 2.

Conforme mostrados na Tabela 4-8 e na Figura 4-14, devido ao aumento da tarifa de energia a TIR em 20 anos sobe em quase 5%, o VPL dobra e o *payback* é reduzido em 3 anos. O LCOE não muda devido ao fato que ele é calculado somente em função do **CAPEX/OPEX** e da taxa de desconto considerada.

Tabela 4-8 - Principais indicadores econômicos comparados entre os dois cenários.

Cenário	TIR (20 anos)	TIR (15 anos)	VPL (20 anos)	Payback	LCOE
1	12,7%	9,9%	R\$ 14.047,00	8 anos	512 R\$/MWh
2	18,6%	16,7%	R\$ 31.505,06	5 anos	512 R\$/MWh

5. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Este trabalho permitiu compreender as etapas para viabilização de um empreendimento de microgeração a partir da fonte solar fotovoltaica no Brasil. Foi proposta uma metodologia para a avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica baseado em diversos critérios técnicos, comerciais e regulatórios.

Primeiramente, foi realizada uma contextualização histórica sobre o setor elétrico e o setor fotovoltaico no Brasil. Dessa forma, pode-se compreender como a tecnologia se desenvolveu no mercado brasileiro e sua evolução durante os anos após a criação da **REN-482**. Foram discutidos os resultados da **AP** n° 26, que revisa a **REN-482** original e cria diversos outros conceitos dentro do sistema de compensação de energia, como estes irão afetar o mercado de geração distribuída e, em particular, o de sistemas fotovoltaicos.

Em seguida, foi apresentada a metodologia de avaliação de projetos de sistemas fotovoltaicos com foco em microgeração, mas também apresentando critérios globais de avaliação de sistemas de qualquer porte. São apresentados critérios não só técnicos para a escolha de componentes e definições de projeto, bem como são analisados os impactos comerciais e regulatórios que necessitam ser avaliados durante a etapa de estudo de viabilidade de empreendimentos individuais. É mostrado ainda uma metodologia para a execução do projeto energético e elétrico utilizando o *software* PVSystem.

Por fim, é apresentado um estudo de caso envolvendo a primeira instalação fotovoltaica de Belo Horizonte. Para a execução deste projeto foram seguidos os passos e critérios da metodologia proposta, corroborando a eficácia da mesma. É ainda analisado o desempenho do sistema após o primeiro ano de operação. Foram estudados os impactos financeiros do aumento de tarifas e no âmbito técnico a qualidade do projeto energético, além da qualidade de energia da instalação.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos são ainda muito recentes e demandam diversos estudos em diferentes esferas do conhecimento. Dentre os principais temas não abordados, estão detalhes específicos sobre os projetos de minigeração, usinas fotovoltaicas e outras modalidades de empreendimentos fotovoltaicos. Cabe ainda ressaltar que as novas modalidades de geração compartilhada e em condomínios criam condições ainda não conhecidas pela maioria dos agentes do mercado.

Como propostas de continuidade deste trabalho são elencados os seguintes temas:

- Avaliação de sistemas de minigeração fotovoltaica, enfatizando os principais pontos que diferem sensivelmente de projetos de microgeração tais como: projetos de subestações, adequações em sistemas de medição, normas técnicas de MT, entre outros.
- Avaliação de empreendimentos para Leilões Federais. Proceder com uma avaliação do cenário regulatório e técnico para a realização de empreendimentos fotovoltaicos em usinas de grande porte (acima de 5 MWp).

- Avaliação de empreendimentos de geração compartilhada e em condomínios segundo a revisão da Resolução Normativa 482.
- Projeção de crescimento do mercado em função dos leilões de energia no mercado regulado. Inferir a situação fabril e iniciativas para permitir um desenvolvimento da cadeia industrial do silício no Brasil.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR, 2015 Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 26 referente ao aprimoramento da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
- ALMEIDA, 2012 Marcelo Pinho Almeida, “Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Energia, Univ. de São Paulo, 2012.
- ANEEL, 2009 Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 390 de 15 de Dezembro de 2009.
- ANEEL, 2012 Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012.
- ANEEL, 2012a Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 517 de 11 de Dezembro de 2012.
- ANEEL, 2010 Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 414 de 9 de Setembro de 2010.
- ANEEL, 2014 Agência Nacional de Energia Elétrica – Cadernos Temáticos ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída – Sistema De Compensação de Energia, Março De 2014.
- ANEEL, 2014a Agência Nacional de Energia Elétrica, “BIG – Banco de Informações de Geração - Matriz de Energia Elétrica”, Brasília, DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>, acesso em 25/01/2015.
- ANEEL, 2015 Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL – Proposta de Abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do Prodinst, 2015.
- ANEEL, 2015a Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 676 de 25 de Agosto de 2015.
- ANEEL, 2015b Agência Nacional de Energia Elétrica, “Geração distribuída supera 1000 conexões”, notícia veiculada no endereço eletrônico da ANEEL, disponível: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=90, 2015.
- ANEEL, 2015c Agência Nacional de Energia Elétrica, Minuta de Resolução Normativa – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, 2015.

ANEEL, 2015d	Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL - Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 26/2015 para aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, 2015.
ANEEL, 2015e	Agência Nacional de Energia Elétrica, Voto referente ao processo 48500. 004924/2010-51. Assunto: Resultado da Audiência Pública nº 026/2015, que objetivou aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, 2015.
CANADIAN, 2014	Canadian Solar INC., QUARTECH CS6P-250 255 260P, PV Module Product Datasheet I V5.0_EN, 2014.
CEMIG, 2012	Companhia Energética de Minas Gerais, Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão, CEMIG, ND-5.30, 2012
CEMIG, 2015	Companhia Energética de Minas Gerais. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 26 referente ao aprimoramento da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
CEPEL, 2001	Tiba, C., Atlas Solarimétrico do Brasil Banco de dados Terrestres. Pernambuco: Editora Universitária de Pernambuco, 2001
COSTA, 2014	COSTA, T. M. G., SOUZA, M. E. M., SILVA, S. R., Uma Discussão quanto a Inserção de Sistemas Fotovoltaicos em Redes Elétricas – Um Estudo de Caso, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2014, Foz do Iguaçu/PR.
COSTA, 2015	COSTA, T.M.G., SILVA, S.M., Projeto de Microgeração Fotovoltaica e suas Perspectivas Técnicas, Comerciais e Regulatórias, Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica – CBQEE 2015, Campina Grande/PB.
EPE, 2014	Empresa de Pesquisa Energética, Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos, Outubro de 2014.
EPE, 2014a	Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2023”, 2014.
EPE, 2015	Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2024”, 2014.
EPIA, 2014	European Photovoltaic Industry Association – EPIA, “Global Market Outlook”, Brussels, Belgium, 2014.
FINDER, 2012	FINDER, Guia para Aplicação de Dispositivos de Proteção Contra Surtos – DPS, 2012.
FRAUNHOFER, 2013	Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems - ISE, Levelised Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, November 2013.

- GTES, 2014 Grupo de Trabalho de Energia Solar (CEPEL, DTE E CRESESB), Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, Março de 2014.
- HERRERO, 2014 HERRERO, R., COSTA, T.M.G., et al., COMPARING ENERGY YIELD SIMULATION IN GRID-CONNECTED 450 kWp PARKING-INTEGRATED PHOTOVOLTAICS - CASE STUDY: VILLA LOBOS PROJECT IN SAO PAULO, BRAZIL, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition - EUPVSEC, 2014.
- IEA, 2014 International Energy Agency – IEA, “Trends in Photovoltaic Applications – Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013”, 2014.
- MONTEIRO, 2014 Luis Monteiro, et al. Ferramenta Computacional para Estimativa da Radiação Solar Incidente Aplicado a Projeto de Usinas Solares, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2014, Foz do Iguaçu/PR
- MP 579, 2012 Presidência da República - Casa Civil, Medida Provisória nº 579, de 11 de Setembro de 2012.
- NREL, 2012 *National Renewable Energy Laboratory*, Photovoltaic Module Reliability Workshop 2012.
- NREL, 2015 *National Renewable Energy Laboratory*, Best Research-Cell Efficiencies Chart, 2015.
- NREL, 2015a *National Renewable Energy Laboratory*, “Solar and Wind Energy Resource Assessment – (beta release)”, acesso em <https://maps.nrel.gov/swera/>.
- ROCHA, 2014 Anderson Vagner Rocha, Confiabilidade e Resiliência de Conversores de Média Tensão Baseados em IGCT, Tese de Doutorado, UFMG, Agosto de 2014.
- SOUZA, 2014 Márcio Eli Moreira De Souza, Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real, Dissertação de Mestrado, UFMG, Novembro de 2014.
- SPE, 2015 Solar Power Europe, “Global Market Outlook – For Solar Power / 2015 – 2019”, 2015.
- SWERA, 2006 PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L de, Rütger, R., Atlas Brasileiro de Energia Solar. Realização UNEP/ GEF/ SWERA/ INPE/ CPTEC/ LABSOLAR/ SONDA, 2006.

APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO – CENTRO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E RECURSOS HÍDRICOS (CPH) - UFMG

Esta seção apresenta trechos de um estudo de caso de projeto de usina fotovoltaica caracterizada como minigeração nos moldes da Resolução 482 ANEEL 2012 no Galpão do CPH – Centro de Pesquisas Hídricas, UFMG.

São apresentados alguns critérios de avaliação para instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil tais como partes do estudo técnico de viabilidade e o projeto energético. Os resultados ajudam a compreender a metodologia empregada.

Posicionamento do Arranjo Fotovoltaico

Um exemplo de como o posicionamento pode variar sensivelmente a produção de energia pode ser encontrado em (COSTA, 2014). Foi projetado um sistema para cobrir toda a área de telhado do CPH (Centro de Pesquisas Hídricas) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). O estudo mostrou o efeito da utilização de diversas inclinações e azimutes para o sistema, entre a melhor e a pior posição a perda de energia chegou a 20%.

Foi utilizado um modelo computacional para modelar o sistema em 3D utilizando um software de dimensionamento fotovoltaico para gerar a estimativa de produção para o primeiro ano de funcionamento. A Figura 1 contém o modelo tridimensional e o respectivo caminho solar para o melhor e pior posicionamento de arranjos no galpão do CPH.

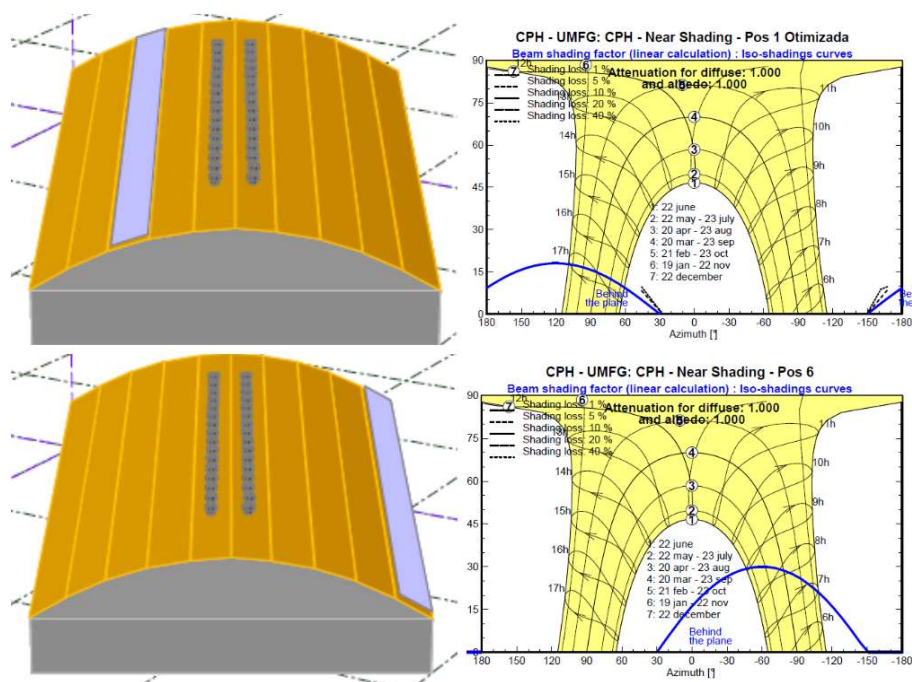


Figura 1 - Modelo computacional e caminho solar para as posições 1 e 6, (COSTA, 2014).

O CPH fica localizado em Belo Horizonte, portanto possui latitude de aproximadamente 19°. O prédio, devido a sua construção possui duas faces curvadas (em formato de arco) voltadas para Nordeste e Sudoeste. O melhor aproveitamento neste caso estará na face voltada para o norte e na posição que mais se aproxima da latitude. Mostra-se a localização, a produção energética e o Fator de Capacidade (FC) para cada posição na Figura 2. No estudo descartam-se as posições 7 e 8 devido a proximidade com obstáculos (exaustores) e baixo ângulo de inclinação.

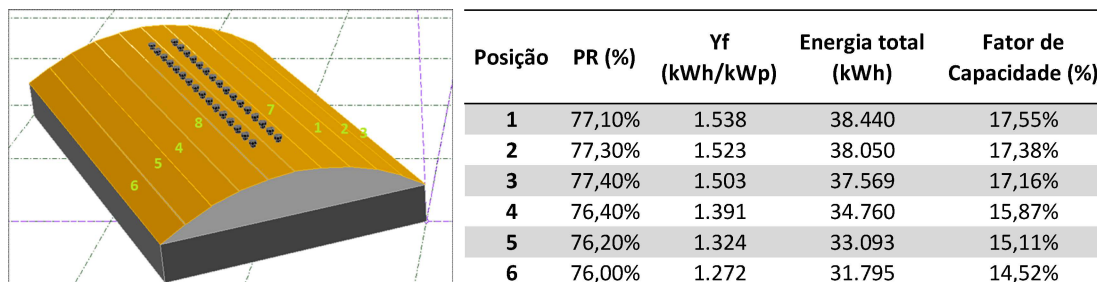


Figura 2 - Localização e produção energética de cada posição para o telhado do CPH.

O posicionamento do arranjo é considerado um fator de alto impacto. Apesar de não inviabilizar um sistema tecnicamente pode afetar consideravelmente a viabilidade financeira, uma vez que o custo por kWh gerado nos sistemas de baixo desempenho energético pode superar valores aceitáveis.

Análise do Local de Instalação

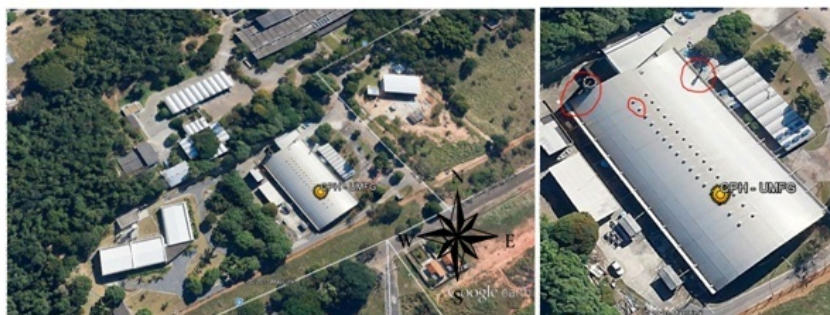


Figura 3 - Foto aérea do CPH retirado do Google Earth.

A Figura 3 mostra a foto aérea para o CPH, presente na UFMG. As marcações em vermelho indicam possíveis fontes de sombreamento como as caixas d'água presentes próximos ao telhado. No lado superior leste é possível verificar um pequeno sistema fotovoltaico em estudo sombreado por uma árvore no período da manhã. O Google Earth ainda permite fazer medições aproximadas do telhado, que podem ser utilizadas para compor a cena de sombreamento 3D dentro dos softwares de dimensionamento.



Figura 4 – Fotos locais do CPH na UFMG, (COSTA, 2014).

A Figura 4 complementa as informações que podem ser observadas na Figura 3 como fontes de sombreamento e dimensões do local. Ressalta-se a importância de uma visita técnica para sanar dúvidas quanto a real angulação do telhado (impossível de se obter através de imagens de satélite), condições de fixação dos suportes fotovoltaicos, bem como outros aspectos da instalação elétrica. Esta etapa deve definir com precisão o ponto de acoplamento entre o sistema fotovoltaico e a rede interna, o encaminhamento (incluindo as distâncias) dos circuitos de corrente contínua e alternada, local de armazenamento dos inversores e demais equipamentos do sistema.

Sempre que possível deve-se recorrer ao projeto executivo de instalação elétrica do prédio, caso disponível. Os desenhos tipicamente contêm as rotas de cabos existentes, localizações de quadros, sistemas de proteção atmosférica, subestações e demais aspectos elétricos que podem interferir com a instalação do sistema fotovoltaico. Em todos os casos a verificação local é imprescindível e o projetista deverá confrontar as informações do desenho com a situação real sob o risco de ignorar fatos importantes no dimensionamento dos equipamentos.