

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Escola Politécnica
Pós-graduação
Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

JOSÉ GERALDO CÂMARA BARBOSA

**ATIVIDADES DE PROJETO ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA DE GRANDE PORTE**

São Paulo
2017

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Escola Politécnica
Pós-graduação
Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

JOSÉ GERALDO CÂMARA BARBOSA

**ATIVIDADES DE PROJETO ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA DE GRANDE PORTE**

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.
Área de concentração: Energia Solar.
Orientador: Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy.

São Paulo
2017

Catálogo-na-publicação

Câmara Barbosa, José Geraldo

ATIVIDADES DE PROJETO ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA DE GRANDE PORTE / J. G. Câmara Barbosa – São Paulo, 2017.

135 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar 2. Usina Fotovoltaica 3. Energia Renovável. I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Nome: CÂMARA BARBOSA, José Geraldo

Título: ATIVIDADES DE PROJETO ENVOLVIDAS NA IMPLANTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA DE GRANDE PORTE

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar.

Aprovado em: ____ / ____ / ____

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Dedico este trabalho à minha esposa Keila
Basílio Faim pelo apoio dado nestes dois
anos de dedicação.

RESUMO

O iminente mercado fotovoltaico no Brasil ainda carece de bibliografias específicas para implantação de todas as fases de planejamento, projeto, obras de engenharia e ativação de usinas fotovoltaicas. Este trabalho tem como objetivo apresentar as fases de implantação do projeto de uma usina fotovoltaica de grande porte, levando-se em consideração as abordagens técnicas de planejamento, licenciamento, projeto e construção da UFV. Não serão abordados neste trabalho os aspectos comerciais, comercialização da energia gerada, nem tampouco os aspectos científicos e tecnológicos que envolvem os equipamentos instalados na usina fotovoltaica.

Serão apresentadas neste trabalho as fases de implantação do projeto, dando exemplos de casos com os equipamentos utilizados em usinas já implantadas e em processo de implantação, mostrando os impactos e os riscos a serem considerados na implantação para ações de mitigação ou correção de externalidades ambientais, sociais e possíveis problemas técnicos.

Palavras-chave: Energia solar. Usina fotovoltaica. Energia renovável.

ABSTRACT

The imminent photovoltaic market in Brazil still has not a specific bibliography for the implementation of all phases of planning, design and activation of photovoltaic plants. This work aims to present the phases of implementation of a large photovoltaic plant, considering the technical approaches of planning, licensing, design and construction of the UFV. The commercial aspects, commercialization of the generated energy, as well as the scientific and technological aspects that involve the equipment installed in the photovoltaic plant will not be approached in this work.

The phases of implementation of the project will be presented with examples of the equipment used in plants already implemented and the process of implementation, showing the impacts and risks to be considered in the implementation for actions to mitigate or correct environmental externalities, social and technical problems.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic power plant. Renewable energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 – Evolução do parque gerador (1975 – 2014).	18
Figura 1 – Média anual de irradiação global incidente no plano horizontal (Brasil / Alemanha)	20
Gráfico 2 – Capacidade de geração fotovoltaica instalada, ampliações e 10 maiores países em geração fotovoltaica em 2016	21
Gráfico 3 – Capacidade global de geração de energia fotovoltaica por país (2006 – 2016)	21
Figura 2 – Visão geral do projeto	25
Organograma 1 – Recursos de engenharia do proprietário	26
Gráfico 4 – Motivo de inabilitação de empreendimentos no 2º LER/2015	28
Gráfico 5 – Resultado da habilitação técnica dos empreendimentos fotovoltaicos ...	29
Figura 3 – Áreas aptas para instalação de usinas fotovoltaicas no Brasil	30
Figura 4 – Curva de nível no parque solar e intermediações	34
Fotografia 1 – Teste de arrancamento (<i>pull out test</i>)	34
Figura 5 – Simulação de viabilidade de UFV	37
Figura 6 – Simulação de performance da UFV	37
Figura 7 – Diagrama de perdas da simulação da UFV	38
Fotografia 2 – Detalhe dos sensores da estação solarimétrica	46
Figura 8 – Fluxo para cálculo da produção de energia – base para cálculo da garantia física	49
Figura 9 – Irradiação direta e difusa na superfície terrestre	51
Figura 10 – Representação de 4 horas de máxima irradiância de sol (PSH) durante um dia medido	52
Figura 11 – Órbita da Terra ao redor do Sol	53
Figura 12 – Representação geométrica dos ângulos solares no plano terrestre	54
Figura 13 – Trajeto do Sol durante os solstícios de inverno e verão	54
Gráfico 6 – Ciclo solar e sombreamento distante durante o ano	58
Figura 14 – Análise de sombreamento pelo software Helios 3D	58
Figura 15 – Destaque do local para instalação do inversor centralizado	59
Figura 16 – Geometria do ângulo de sombreamento	60
Diagrama 1 – Diagrama elétrico geral da UFV, subestações e rede de transmissão	62

Figura 17 – Folha de dados técnicos do módulo CS6K da Canadian Solar	65
Fotografia 3 – Inversor descentralizado Huawei Fusion Solar – Sun 2000-36KTL ...	67
Fotografia 4 – Eletrocentro centralizado WEG instalado em container	68
Fotografia 5 – ITS GE de 4.4 MW (inversor fixado na estrutura metálica <i>skid</i>)	68
Figura 18 – Dados técnicos do inversor Huawei Sun 2000-60KW	71
Gráfico 7 – <i>Power ratio</i> do inversor em condição normal de operação e superdimensionado	75
Figura 19 – <i>String box</i> WEG.....	78
Fotografia 6 – <i>String box</i> Sindustrial (detalhes do material, sinalização de perigo e componentes de proteção).....	79
Fotografia 7 – Subestação elevatória de MT/AT de usina fotovoltaica.....	86
Figura 20 – Banco de dados e mapas de informações da rede do SINDAT	87
Figura 21 – Base de dados da rede de transmissão e subestações do SINDAT	87
Figura 22 – Software para análise e cálculo de ampliação de rede	88
Fotografia 8 – Linha de transmissão na saída da subestação elevadora de MT/AT ..	89
Fotografia 9 – Obras de construção da estrada de acesso	94
Fotografia 10 – Terreno antes da supressão vegetal	95
Fotografia 11 – Terraplanagem e compactação do terreno	96
Fotografia 12 – Construção de valas e lançamento de cabos.....	96
Fotografia 13 – Cerca de proteção da UFV (detalhe da vegetação na borda da cerca)	98
Fotografia 14 – Marcação e fixação das estacas	99
Figura 23 – Estrutura de fixação de módulos fotovoltaicos com seguidor (<i>tracker</i> Soltec)	100
Figura 24 – Processo de instalação dos módulos – sequência 1	101
Figura 25 – Processo de instalação dos módulos – sequência 2.....	101
Figura 26 – Processo de instalação dos módulos – sequência 3.....	102
Fotografia 15 – Instalação dos módulos em estrutura com <i>tracker</i> posição de 0° a -60°	102
Fotografia 16 – Instalação dos módulos em estrutura com <i>tracker</i>	103
Fotografia 17 – Módulos na posição de defesa (STOW).....	103
Fotografia 18 – Transporte dos módulos para o local de instalação	104
Fotografia 19 – Distribuição das caixas ao longo das mesas.....	104

Fotografia 20 – Detalhes dos pontos de fixação do módulo na mesa	105
Fotografia 21 – Detalhes dos pontos de fixação do módulo na mesa	105
Figura 27 – Esquema de fixação do módulo BYD.....	106
Figura 28 – Esquema de conexão em série	106
Figura 29 – Esquema de conexão em paralelo	107
Figura 30 – Jeito errado e certo de conexão dos cabos.....	107
Figura 31 – Estratégias de conexão dos cabos.....	108
Fotografia 22 – Conexão dos cabos solares	108
Fotografia 23 – Construção das valas para lançamento das <i>strings</i> e <i>arrays</i> até o inversor	109
Fotografia 24 – Cabos que vêm das <i>strings</i> e chegam ao inversor (ITS GE)	109
Figura 32 – Representação da fixação do inversor <i>skid</i> sobre a base	111
Fotografia 25 – Instalação com guindaste do inversor GE sobre a base	111
Fotografia 26 – Instalação de cabos no inversor provenientes das <i>strings/array</i>	112
Fotografia 27 – Instalação meteorológica e solarimétrica por inversor	113
Esquema 1 – Esquemático de operação do SCADA	115
Figura 33 – Tela de supervisão SCADA.....	116
Gráfico 8 – <i>Performance ratio</i> PR de UFV de 24 MW	127
Gráfico 9 – PR corrigido e PR não corrigido calculado para cada hora do ano.....	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade de geração de energia fotovoltaica no Brasil (2017)	23
Tabela 2 – Principais fontes de dados solarimétricos	44
Tabela 3 – Comparação entre os projetos de inversores para UFV.....	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

°C	Grau Celsius
A	Ampere
AC	Corrente alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Áreas de Preservação Permanente
AT	Alta tensão
BIG	Banco de Informações de Geração
BSRN	<i>Baseline Surface Radiation Network</i>
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CAR	Cadastro Ambiental Rural
CC	Corrente contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CNSA	Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos
DC	Corrente contínua
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i>
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
EPC	<i>Engineering Procurement Construction</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPECISTA	Empresa de EPC
FIT	<i>Feed in Tariff</i>
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GF	Garantia Física
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt-pico
HV	<i>Hight Voltage</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IFC	<i>International Finance Corporation</i>
IGH	Irradiação Global Horizontal (Wh/m²)
IGI	Irradiação Global Inclinado (no plano dos módulos fotovoltaicos)

IMPE	Instituto de Pesquisas Espaciais
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INMETRO	Instituto Nacional de Meteorologia
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico
Isc	Corrente de curto-circuito
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
kV	Quilovolt
LER	Leilão de Energia de Reserva
LT	Linha de Transmissão
LV	<i>Low Voltage</i>
MBE	<i>Mean Bias Error</i> (erro relativo médio)
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (rastreador de ponto máximo de potência)
MT	Média tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWp	Megawatt-pico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PBA	Plano Básico Ambiental
PM	<i>Project Manager</i>
PMBOK	<i>Project Management Body of Knowledge</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
PSH	Horário Máximo de Sol
REIDI	Regime Especial de Incentivos para Desenvolvimento da Infraestrutura
RH	Umidade Relativa do Ar
RL	Reserva Legal
ROI	Retorno sobre o Investimento
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SODA	<i>Solar Radiation Data</i>
SPE	Sociedade de Propósito Específico

SPT	Sondagens a percussão
STC	<i>Standard Test Condition</i>
Tamb	Temperatura ambiente
TMY	Ano meteorológico típico
TWh	Terawatt-hora
UFV	Usina Fotovoltaica
UV	Ultravioleta
W	Watt
Wh	Watt-hora
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	CENÁRIO MUNDIAL E BRASILEIRO DO MERCADO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	18
3	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO FOTOVOLTAICO	24
3.1	VISÃO GERAL DO PROJETO	24
4	LEILÕES DE ENERGIA	27
4.1	PROCESSO DE CADASTRAMENTO NOS LEILÕES	27
4.2	PROCESSO DE HABILITAÇÃO TÉCNICA NA EPE	27
5	IDENTIFICAÇÃO DO TERRENO E CONCEITO DO PROJETO	29
5.1	IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL A SER INSTALADA A UFV	29
5.2	VARIÁVEIS FUNDAMENTAIS NA ESCOLHA DO TERRENO	31
5.2.1	Fonte solar	31
5.2.2	Clima	31
5.2.3	Área disponível	32
5.2.4	Temperatura	32
5.2.5	Velocidade do vento	32
5.2.6	Topografia do terreno	33
5.2.7	Estudo geológico	33
5.2.8	Conexão com a rede	35
5.3	CONCEITO DE PROJETO	35
5.3.1	Estudo de viabilidade	35
5.3.2	Estudo de implantação	38
5.3.3	Meio ambiente	39
5.3.3.1	<i>Plano Básico Ambiental – PBA e licenças</i>	<i>39</i>
5.3.3.2	<i>Arqueologia</i>	<i>42</i>
5.3.3.2.1	Análise do impacto arqueológico e autorização do IPHAN	42
5.4	MEDIÇÃO SOLARIMÉTRICA	43
5.4.1	Estação solarimétrica	45
5.4.2	Dados solarimétricos usados para correlação de longo prazo	47
5.5	CERTIFICAÇÃO DE PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA	47
6	CONCEITOS BÁSICOS DA GEOMETRIA SOLAR	50

7	PROJETO DA UFV	56
7.1	VISÃO GERAL	56
7.2	ARRANJO GERAL (LAYOUT).....	56
7.2.1	Ângulo de inclinação dos módulos	59
7.2.2	Configuração dos módulos	60
7.2.3	Distâncias entre as filas das mesas dos módulos FV.....	60
7.2.4	Orientação dos módulos.....	61
7.3	PROJETO ELÉTRICO.....	61
7.3.1	Sistema DC.....	63
7.3.1.1	<i>Projeto do array fotovoltaico</i>	63
7.3.1.1.1	Escolha dos módulos.....	64
7.3.1.2	<i>Projeto dos inversores</i>	66
7.3.1.2.1	Dimensionamento do inversor (power ratio)	69
7.3.2	Projeto de cabeamento DC	76
7.3.3	String box.....	77
7.4	PROJETO SISTEMA AC	80
7.4.1	Cabeamento AC.....	80
7.4.2	Transformador	81
7.4.2.1	<i>Transformador tipo pad-mounted</i>	82
7.4.2.2	<i>Aterramento da estação de transformação.....</i>	83
7.4.3	Subestação coletora 34,4 / 69 kV	83
7.4.3.1	<i>Furos de sondagem.....</i>	84
7.4.3.2	<i>Ensaios.....</i>	84
7.4.3.3	<i>Terraplanagem e acabamento do terreno</i>	84
7.4.3.3.1	Limpeza do terreno	84
7.4.3.3.2	Área de corte.....	85
7.4.3.3.3	Acabamento	85
7.4.3.3.4	Drenagem de águas fluviais	85
7.4.3.3.5	Cercas, alambrados e portões	85
7.4.4	Conexão com a rede	86
7.4.5	Linha de transmissão.....	89
8	OBRA	90
8.1	VISÃO GERAL	90

8.2	DESENVOLVIMENTO DO CONTRATO	90
8.3	PLANEJAMENTO E CRONOGRAMA	91
8.4	CONSTRUÇÃO DOS ACESSOS AO TERRENO	93
8.5	LIMPEZA E PREPARAÇÃO DO TERRENO	94
8.6	SEGURANÇA E PROTEÇÃO DA UFV	97
8.7	CONSTRUÇÃO DA FUNDAÇÕES E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS	98
8.7.1	Fixação das estacas para suporte dos módulos fotovoltaicos.....	98
8.7.2	Montagem dos <i>trackers</i> e módulos fotovoltaicos	100
8.7.3	Instalação dos inversores.....	110
8.8	SISTEMA DE GERÊNCIA SCADA	114
8.9	COMISSIONAMENTO	116
8.9.1	Teste categoria 0 – inspeção visual.....	118
8.9.2	Testes categoria 1 – verificações funcionais e ensaios iniciais	120
8.9.3	Teste categoria 2 – curva IV e IR.....	124
8.9.4	Teste categoria 3 – ensaios adicionais.....	124
8.9.5	Teste do <i>performance ratio</i> (PR)	125
9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	130
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132

1 INTRODUÇÃO

O Sol é a fonte de energia mais importante para a sobrevivência do nosso planeta. Basicamente, todas as fontes de energias existentes na Terra, direta ou indiretamente são resultantes da energia solar. Por exemplo, para ser formado, o petróleo levou milhões de anos se transformando na energia que conhecemos. Antes, era energia na forma de plantas e outros seres vivos, cuja sobrevivência só seria possível através da energia solar. A energia da biomassa tem origem através da fotossíntese, que é a transformação da energia solar em energia química. Os ventos e as chuvas responsáveis pelas energias eólicas e hidroelétricas são formados por meio dos processos de evaporação da água e da diferença de temperatura e pressão da atmosfera.

Ao longo dos séculos, o homem vem aproveitando a energia solar e demais energias existentes para o seu bem-estar e sobrevivência. No entanto, o uso da energia solar para geração de eletricidade é recente. No final do século XIX, o físico francês Edmund Becquerel observou pela primeira vez, fazendo experiências com eletrodos, o efeito fotovoltaico.

Demorou muito tempo até que a geração da energia elétrica por meio dessa fonte fosse utilizada na prática. O avanço das telecomunicações e a corrida espacial impulsionaram o desenvolvendo da tecnologia do silício, possibilitando a geração de eletricidade em locais remotos e no espaço (PINHO; GALDINO (Org.), 2014, p. 52).

Somente com a crise do petróleo, em 1973, iniciou-se a produção industrial de células fotovoltaicas, porém, ainda a um custo muito alto. Nos anos 90 e 2000, a Alemanha e o Japão, com o compromisso de redução de CO₂ motivado pelo protocolo de Kyoto, foram os grandes precursores no desenvolvimento no mercado (PINHO; GALDINO (Org.), 2014).

A Alemanha e o Japão desenvolveram leis e ferramentas de subsídios para alavancar o mercado, o que permitiu, nos anos 2000, um crescimento substancial, com a implantação de 40 gigawatts (GW) de potência, e depois, mais recentemente, com a entrada da China como grande fabricante de componentes e investidora em usinas fotovoltaicas, chegou-se a 306 gigawatts de potência (REN21, 2016, p. 67).

No Brasil, o investimento em usinas fotovoltaicas, ainda está no começo. A matriz energética brasileira foi desenvolvida majoritariamente utilizando as

hidroelétricas e usinas termoeletricas, utilizando energia de reserva. Somente a partir de 2012, com a regulamentação pela ANEEL da Resolução Normativa nº 482/2012, que se estabeleceram as condições para geração de energia através de micro e minigeração distribuída, possibilitando o autoconsumo e a compensação de energia através do *net metering*.

No entanto, somente a partir dos primeiros leilões de energia de reserva que podemos considerar a efetiva entrada do Brasil neste mercado. Desde 2014, quando o Ministério de Minas e Energia realizou o primeiro leilão, já foram instaladas 53 UFV (Usinas Fotovoltaicas), totalizando 176, com 26 MW de potência instalada. E entre as usinas que estão sendo construídas e as já contratadas para início da construção, somam-se 105 UFV, com um total de 2,8 GW de potência instalada.

O grande potencial de crescimento do mercado fotovoltaico no Brasil e o desaquecimento do mercado europeu, em decorrência da retirada dos subsídios, estão fazendo com que muitos profissionais da Europa venham para cá, contratados para trabalharem em empresas locais, muito experientes na construção de usinas hidrelétricas e mais recentemente eólicas, porém, ainda sem experiência no mercado de usinas fotovoltaicas.

Diante deste cenário, este trabalho visa apresentar os processos usados na construção de uma UFV de grande porte, maior ou igual a 30 megawatts (MW), buscando suprir a escassez de bibliografia nacional voltada para realidade brasileira, apresentando de forma simples e objetiva as etapas de planejamento, leilão de contratação, projeto básico e executivo, construção, comissionamento e conexão ao SIN – Sistema Interligado Nacional.

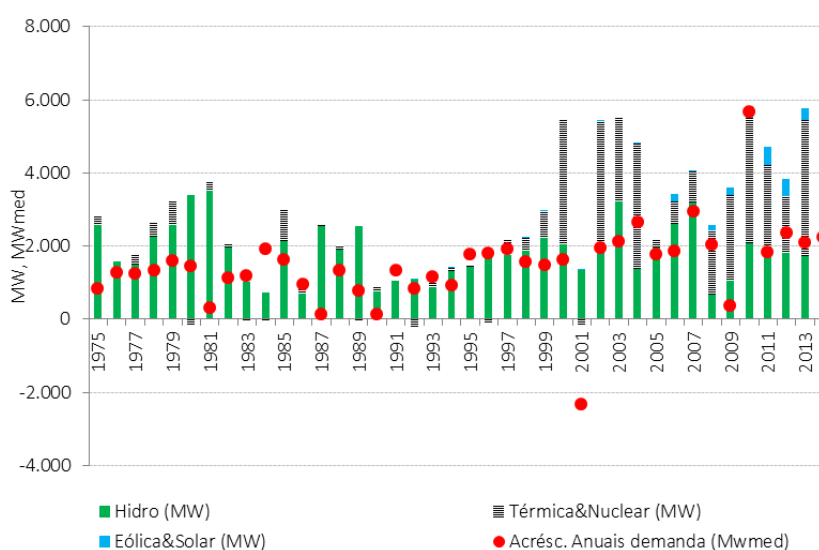
Espero que este trabalho possa colaborar com todos aqueles que desejam trabalhar em um projeto de construção de uma usina de grande porte, possibilitando aos interessados, além de aprender, identificar os riscos a serem mitigados nas diversas fases de engenharia empregadas em um projeto complexo como este.

2 CENÁRIO MUNDIAL E BRASILEIRO DO MERCADO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

O Brasil é reconhecido internacionalmente como um dos países que mais utiliza energia renovável para geração de eletricidade. O privilegiado potencial hidrológico fez com que o Brasil investisse de forma maciça na construção de usinas hidroelétricas. Em contrapartida, o Brasil acabou por investir pouco em outras fontes de geração de energia renovável, tais como eólica, solar e biomassa, como aconteceu em outros países que não tinham o mesmo potencial hidrológico que o Brasil.

Durante as décadas de 70 e 80, grandes investimentos em usinas hidroelétricas fizeram com que a capacidade de geração de energia elétrica fosse bem maior que a demanda. No entanto, nos anos seguintes, este cenário mudou, e a demanda começou a subir sem o devido acompanhamento da capacidade de geração, como pode ser visto no gráfico 1 (TOMASQUIM, 2016, p. 51).

Gráfico 1 – Evolução do parque gerador (1975 – 2014)



Fonte: EPE (2015a).

As dificuldades existentes na construção de uma usina hidroelétrica, o tempo de construção, os aspectos regulatórios que geram incertezas para os investidores (TOMASQUIM, 2016 p. 50), os aspectos ambientais dificultando a construção de grandes reservatórios, os altos investimentos, a necessidade de grandes redes de distribuição devido às grandes distâncias das usinas das grandes áreas de consumo

(Sudeste e Sul) atrasaram o desenvolvimento energético no Brasil, acarretando duas grandes crises de energia (2001 e 2014) que, adicionalmente aos baixos índices de chuvas ocorridos nos últimos anos e ao crescimento econômico da última década, resultaram em uma demanda maior que a capacidade de geração das usinas hidroelétricas, com maior consumo do que a capacidade dos reservatórios permitiam, propiciando um colapso energético e obrigando o Governo Federal a investir em energias não renováveis de emergência geradas por termoelétricas (TOMASQUIM, 2016, p. 51).

O Brasil tem ainda um grande potencial hidroelétrico a ser explorado, o qual pode ser dobrado, segundo os Estudos da Empresa de Pesquisas Energéticas (2017). No entanto, face à perspectiva de crescimento econômico do Brasil e à necessidade de concorrência com outros mercados mais desenvolvidos como EUA e China, somente a fonte hidrelétrica não é suficiente (VILLALVA, 2015, p. 28-29).

As crises energéticas e as exigências mundiais do acordo de Paris (COP21, 2015) forçaram o Brasil a tomar medidas estratégicas para alcançar as metas de redução gases de efeito estufa. O investimento em geração de energia eólica e energia solar vem de encontro a estes dois drives, com a necessidade de diversificação da matriz energética, substituindo a energia de reserva de termoelétrica (altamente agressiva ao efeito estufa) para fontes cujas gerações não emitam gases agressores, propiciando o cumprimento dos acordos firmados na (COP21, 2015).

As fontes renováveis serão de fundamental importância no complemento e na diversificação da matriz energética do Brasil, sem a intenção de substituir uma por outra, e sim, de complementar-se, possibilitando, em momentos de crises hídricas, a utilização de outras fontes de energia renováveis de reserva. Além do que, a energia solar e a eólica têm sua geração intermitente, nem sempre há ventos e sol disponíveis para geração de eletricidade.

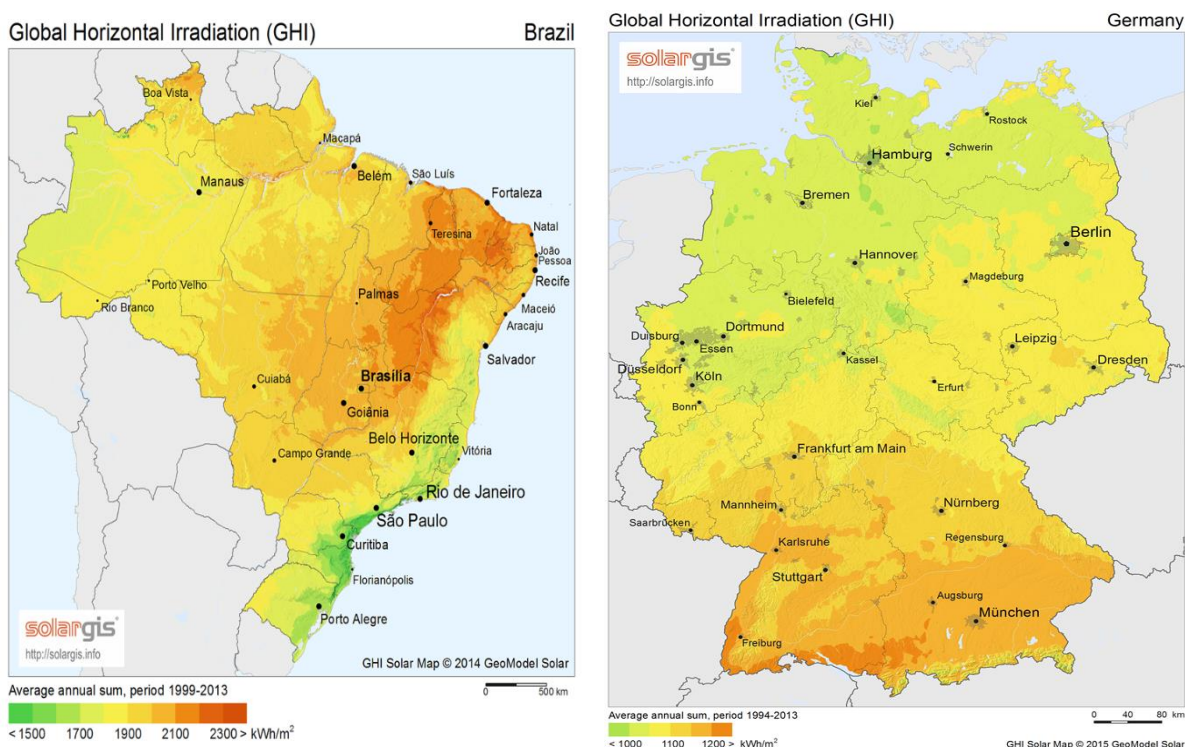
O potencial somado entre as fontes de geração de hidroelétrica, solar e eólica ainda inexplorados, pode alcançar 600 GW de geração de eletricidade, resultante apenas das fontes renováveis e limpas (VILLALVA, 2015, p. 28-29).

Assim como nos aspectos da sua hidrologia, o Brasil também é uma nação privilegiada com incidência vertical dos raios solares. A proximidade da linha equatorial faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano,

mesmo no inverno, possibilitando ao país uma vantagem para o aproveitamento do recurso solar.

Na figura 1, podem-se observar os mapas de irradiação global horizontal do Brasil e da Alemanha, usados para as aplicações fotovoltaicas. No Brasil, a faixa de irradiação global horizontal anual está entre 1.500 e 2.220 kWh/m², para praticamente todo o território nacional. Como referência, na Alemanha, um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada, possui irradiação entre 900 a 1.250 kWh/m². Analisando o mapa, observa-se que a pior área de irradiação solar no Brasil (faixa 1.500 kWh/m²) é maior que a melhor área da Alemanha (faixa 1.200 kWh/m²). Apesar de o Brasil ter muita vantagem climatológica em relação à Alemanha, está muito atrás na quantidade de MWp instalado.

Figura 1 – Média anual de irradiação global incidente no plano horizontal (Brasil / Alemanha).

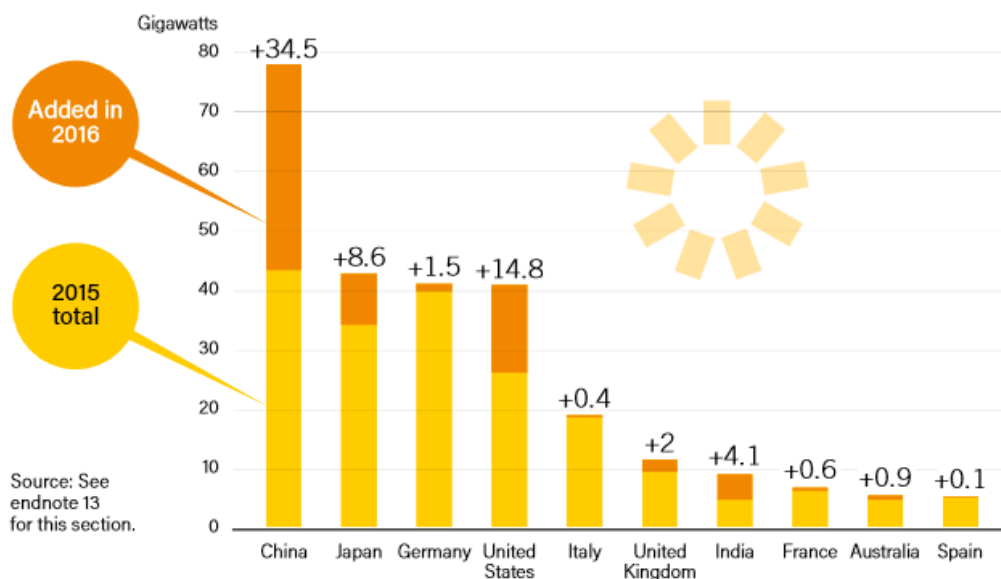


Fonte: GIS data and maps. Disponível em: <<https://solargis.com/products/maps-and-gis-data>>.

Acesso em: 03 set. 2017.

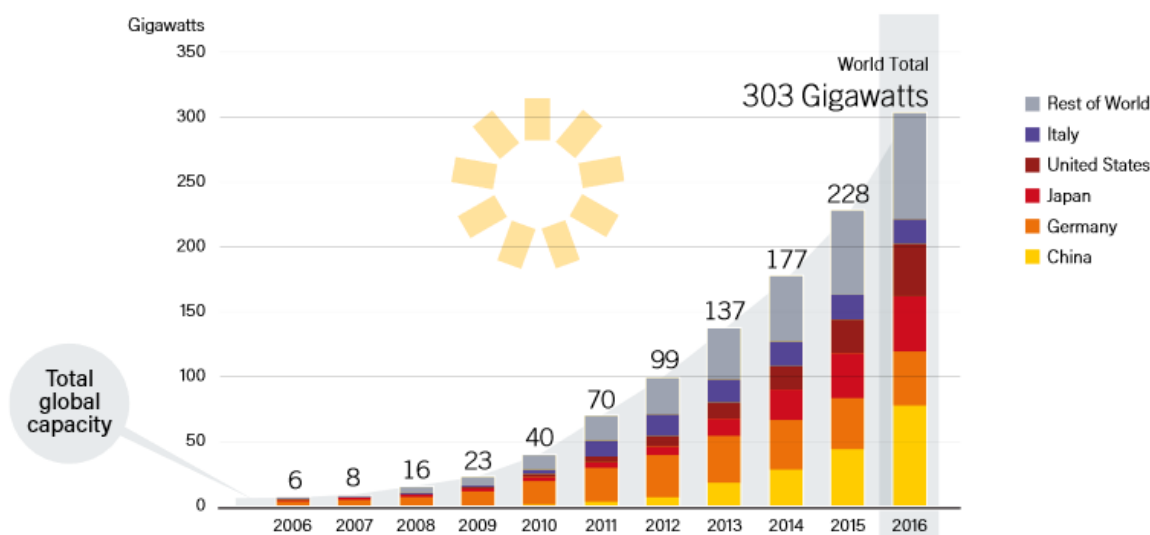
A Alemanha, até 2014, era o país que mais investia na geração de eletricidade baseada na fonte fotovoltaica, sendo apenas ultrapassada pela China após 2015, conforme podemos verificar nos gráficos 2 e 3.

Gráfico 2 – Capacidade de geração fotovoltaica instalada, ampliações e 10 maiores países em geração fotovoltaica em 2016



Fonte: REN21, p. 67. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf>. Acesso em: 22 dez. 2017.

Gráfico 3 – Capacidade global de geração de energia fotovoltaica por país (2006 – 2016)



Fonte: REN21, p. 67. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf>. Acesso em: 22 dez. 2017.

A geração de energia elétrica baseada na fonte solar teve um crescimento médio de 50% ao ano de 2006 a 2016, conforme mostrado no gráfico 3. Esse crescimento foi alavancado nos primeiros anos (2006 a 2012), principalmente pela

Alemanha e Itália, promovido pelos subsídios que incentivaram o crescimento nesses países. Após o término dos subsídios, a Europa foi deixando de liderar, sendo ultrapassada pela China, Japão e EUA.

Os incentivos nos países europeus, liderados pela Alemanha, foram a grande mola propulsora do mercado fotovoltaico mundial. Segundo Tomasquim (2016, p. 316), os principais incentivos utilizados no mercado Europeu foram:

- Tarifa prêmio: compra de energia gerada por um valor fixo por kWh, através de contratos de longo prazo (15 a 20 anos).
- Subsídios diretos: concessão de benefícios diretos (monetários ou redução de impostos) para aqueles que tiverem um projeto qualificado para gerarem a própria energia.
- Leilões: processo de compra de energia através de contratos de longo prazo, através da geração de energia de usinas de grande porte.
- *Net metering*: processo onde a energia elétrica gerada, não consumida, é injetada na rede da concessionária, gerando créditos para compensação futura da unidade geradora.
- Cotas: instrumento que obriga as distribuidoras a comprarem uma quantidade fixa de energia elétrica oriunda de fontes renováveis.

Apesar de os incentivos terem alavancado o mercado fotovoltaico europeu, eles foram possíveis em razão do aumento das contas de energia, causando grande insatisfação aos consumidores locais (TOMASQUIM, 2016, p. 316).

Com o fim do subsídio no mercado europeu, a China passou a ser a grande líder nos investimentos em energia fotovoltaica, tanto na fabricação, quanto na instalação de usinas geradoras. Em 2016, a China ampliou sua planta geradora em 34,5 GW, chegando a uma capacidade total de 77,4 GW, muito mais que todos os outros países juntos (REN21, 2016, p. 63). O enorme crescimento da demanda nos últimos anos, principalmente motivado pelos altos investimentos chineses, trouxe uma redução sem precedentes nos preços dos módulos e inversores. De 2015 para 2016, houve uma queda de 29% nos preços dos módulos (REN21, 2016, p. 69). Com isso, a tendência para os próximos anos é de redução do custo dos equipamentos por KW instalado.

Em 2012, o Brasil publicou a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída

aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia através do *net metering*. Apesar da novidade, houve poucas adoções ao sistema de compensação, chegando ao final de 2015 com apenas 1.675 sistemas fotovoltaicos, somando 13,4 MW instalados conectados à rede (TOMASQUIM, 2016, p. 318).

Em 2015, a Resolução Normativa nº 482 passou por revisão, originando a Resolução Normativa nº 687. A revisão possibilitou uma melhoria significativa na antiga resolução, aumentando o tempo de compensação de energia, aumentando o limite de potência, possibilitando o compartilhamento da geração solar, viabilizando a criação de condomínios solares, melhorando os processos de análises e aprovação dos projetos pelas distribuidoras, reduzindo os prazos de aprovação, entre outros.

Graças à nova Resolução Normativa nº 687, o Brasil chegou a 10 mil instalações, totalizando 56,9 MW conectados à rede de distribuição, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2017 da Empresa de Pesquisa Energética.

Em 2014, o Ministério de Minas e Energia promoveu o Leilão de Energia de Reserva, garantindo a contratação de 890 MW exclusivos de usinas fotovoltaicas. Em 2015, houve um novo leilão, contratando outros 1.763 MW. Por meio desses dois leilões, foi praticamente inaugurada a entrada da energia fotovoltaica em grande escala no Brasil, onde, basicamente, a energia contratada nestes leilões foi muito maior que toda energia fotovoltaica já instalada no Brasil até o momento (TOMASQUIM, 2016, p. 319).

Conforme consta no BIG – Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2017), a planta de usinas fotovoltaicas chegará à potência instalada de 2,97 GW até 2019, sendo 1,27% da geração de energia elétrica de todas as fontes.

Tabela 1 – Capacidade de geração de energia fotovoltaica no Brasil (2017)

Fase da Usina Fotovoltaica	Qt.	Potência MW	% do total
Em operação	53	176,25	0,11%
Em construção	38	1.091,40	9,55%
Construção não iniciada	67	1.711,09	13,43%
Total	158	2.978,74	1,27%

Fonte: Elaboração própria, segundo dados do Banco de Informação de Geração, 2017, ANEEL.

Porém, o cenário de expansão de usinas fotovoltaicas pode ainda ser mais agressivo. Como estabelece o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, a EPE planeja a expansão de usinas geradoras de energia elétrica até 2026, analisando a visão de futuro e considerando possíveis incertezas, tais como a redução do custo de investimento fotovoltaico, onde, caso ocorra uma redução de 40% no CAPEX, ou seja, de 1.300 US\$/KW praticado nos últimos leilões para 800 US\$/KW ao longo do horizonte decenal, a fonte fotovoltaica será mais competitiva que as demais e, diante deste cenário, será reavaliado o planejamento de expansão, projetando a potência para 12.600 MW para a fonte fotovoltaica até 2026 (Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2016, p. 86, item 4).

Esta já é uma realidade, visto que, atualmente o preço dos módulos fotovoltaicos chegaram ao valor de US\$ 410/KW, pressionados pelos grandes investimentos chineses dos últimos dois anos (REN21, 2016, p. 69), e o preço dos módulos pagos nos últimos leilões no Brasil foi de US\$ 640/KW (Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2016, p. 37), portanto, conclui-se que já para os próximos leilões teremos a fonte fotovoltaica mais competitiva do que as demais fontes.

Diante do alto potencial de crescimento dos investimentos em usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil e da falta de material técnico que apresente as fases dos processos que envolvem o leilão de energia, a escolha do melhor local, levando-se em conta os aspectos ambientais, solarimétricos e climáticos, as licenças e autorizações, o projeto e a construção e por último, o comissionamento e comercialização da energia, este trabalho tem como objetivo apresentar àqueles que se interessarem, um guia prático para conhecimento e direcionamento dos processos de construção da UFV.

3 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO FOTOVOLTAICO

3.1 VISÃO GERAL DO PROJETO

O Objetivo deste capítulo é apresentar uma visão geral do processo de desenvolvimento do projeto para UFV, descrevendo as várias fases na construção da usina.

O desenvolvimento de uma UFV é um processo que exige muitas etapas e requer uma equipe multidisciplinar de especialistas. Os aspectos dos processos que envolvem o leilão de energia, a escolha do terreno, autorizações e licenças, impactos no meio ambiente, avaliação do rendimento solar, *performance ratio*, seleção da tecnologia a ser utilizada, autorização para conexão ao SIN, projeto, construção e comissionamento da UFV serão abordados nos próximos capítulos.

A figura 2 apresenta um fluxo adaptado para a realidade brasileira do modelo apresentado pelos autores Neil, Stapleton e Martell (2017).

Figura 2 – Visão geral do projeto



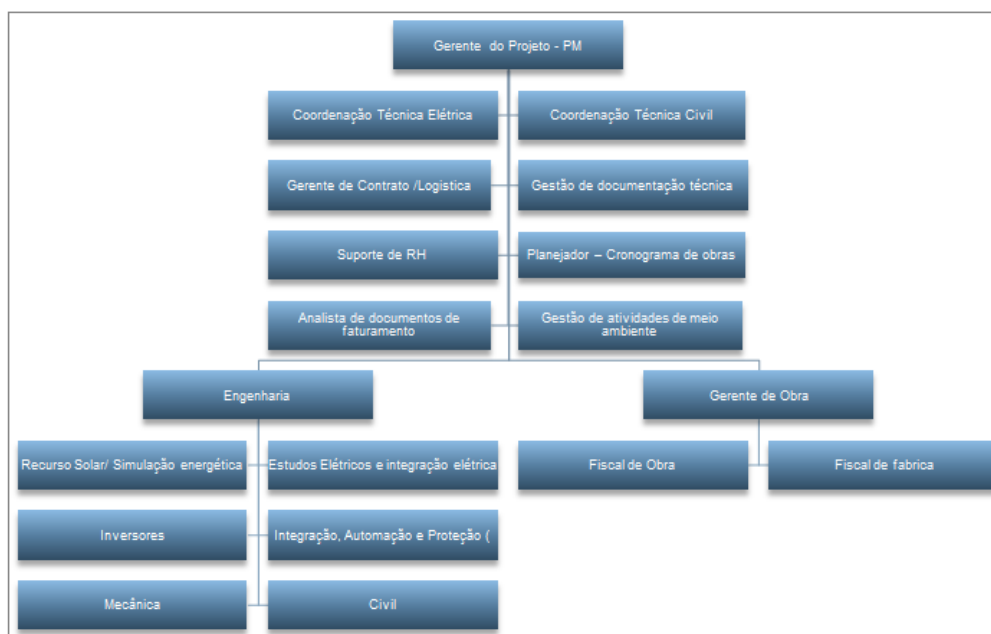
Fonte: Elaboração própria, de acordo com Neil, Stapleton e Martell (2017, p. 2241).

Conforme demonstrado na figura 2, o empreendedor precisa montar uma equipe altamente especializada que possua sinergia entre as diversas disciplinas para que o processo se desenvolva. Muitos investidores não possuem uma equipe tão diversificada com especialistas em matéria de arcabouço regulatório, advogados, engenheiros especializados em tecnologia solar, em conexão de média e alta tensão, engenheiros civis, engenheiros mecânicos, arqueólogos, engenheiros ambientais, compradores, gerentes de projetos, gerentes de implantação etc.

Uma opção já existente no mercado brasileiro são as empresas que fazem a engenharia do proprietário (*owners engineering*). Essas empresas normalmente possuem em seu quadro técnico todos os especialistas necessários para planejar,

definir a melhor tecnologia a ser implementada, gerenciar as fases de implantação, definir os fornecedores de projeto e EPC (*Engineering Procurement Construction*), fiscalizar a obra e acompanhar o comissionamento.

Organograma 1 – Recursos de engenharia do proprietário



Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentado no organograma 1, uma estrutura com diferentes especialidades deve ser montada sob a coordenação de um *Project Manager* (PM). Esse profissional será o grande articulador no desenvolvimento do projeto, tratando praticamente com todos os envolvidos interna e externamente, tais como fornecedores de equipamentos e serviços, agências elétricas e órgão públicos. Para gerenciar um projeto de tamanha complexidade, é preciso utilizar técnicas de gerenciamento de projetos conhecidas no mercado, como o guia PMBOK, que possui as ferramentas necessárias para implantar o projeto levando-se em conta os pilares prazo, custo e qualidade.

Apesar de existirem diversas usinas já implantadas no mundo, não existe um roteiro definitivo para construção das mesmas. A estratégia abordada por cada empreendedor, depende de aspectos específicos da região, das prioridades do empreendedor, do risco a ser adotado, da regulamentação, do tipo de financiamento e isenções fiscais disponíveis no mercado.

Nos próximos capítulos será apresentada uma visão geral da construção de uma usina fotovoltaica de grande porte, considerando os principais aspectos envolvidos no leilão de energia, escolha do terreno, estudos de viabilidade que levam

em conta os aspectos ambientais, climáticos, sociais, tecnológicos, financeiros, desenvolvimento do projeto, construção, gerência da obra e comissionamento.

4 LEILÕES DE ENERGIA

4.1 PROCESSO DE CADASTRAMENTO NOS LEILÕES

Esta é a primeira fase para cadastramento de um empreendimento proponente para participar do leilão de energia de reserva com vistas à sua habilitação técnica junto à EPE. O Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria MME nº 102/2016, que estabelece as condições gerais para cadastramento de empreendimentos de geração em leilões de energia. Além disto, disponibiliza as instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica (EPE-DEE-RE-065/2013-r4) no site da EPE, onde estabelece todas as exigências, documentações a serem apresentadas através do preenchimento das planilhas disponíveis no documento.

4.2 PROCESSO DE HABILITAÇÃO TÉCNICA NA EPE

Para fins de habilitação técnica, os empreendedores devem protocolar os documentos dos empreendimentos, conforme estabelece o parágrafo 3º do artigo 4º da Portaria MME nº 102/2016.

O empreendedor deve comprovar por meio de contrato de compra ou arrendamento da propriedade o direito do uso do terreno para instalação da usina durante o prazo de suprimento de energia estabelecido no leilão.

Deve apresentar o registro de inscrição do imóvel no CAR (Cadastro Ambiental Rural), demonstrando a situação de regularidade das áreas de preservação permanente de uso de reserva legal que poderá ser acompanhado no site www.car.gov.br.

Obter junto à FUNAI (Fundação Nacional do Índio), atestado administrativo certificando que o terreno objeto da construção da usina e seu entorno não estão envolvidos em reivindicação fundiária indígena, nem tampouco existem estudos de identificação em curso na área em análise.

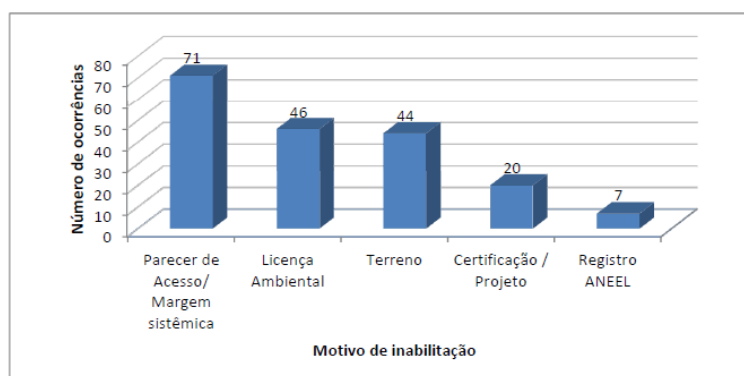
Realizar pesquisa junto ao INCRA e Instituto Zumbi dos Palmares, para identificar possíveis áreas de assentamento ou quilombolas.

Todas as documentações de autorização e pesquisa, também serão necessárias para as áreas de servidão de passagem por onde será instalada a LT (linha de transmissão) que interligará a UFV à SE (subestação). Para a obtenção da licença ambiental, é necessário que os empreendedores façam o Plano Básico Ambiental para usina, apresentando os planos e programas ambientais a serem executados durante a construção, conforme determina a legislação em vigor. Esse conjunto de programas, com suas respectivas medidas preventivas, mitigadoras e/ou compensatórias é abrangente e certamente garantirá que todos os impactos diretos e indiretos do complexo fotovoltaico sejam de alguma forma preventivamente atacados, mitigados e/ou compensados.

O empreendimento fotovoltaico compreendendo os módulos fotovoltaicos e inversores deve estar situado em um raio de 10 km da estação solarimétrica onde foram realizadas as medições.

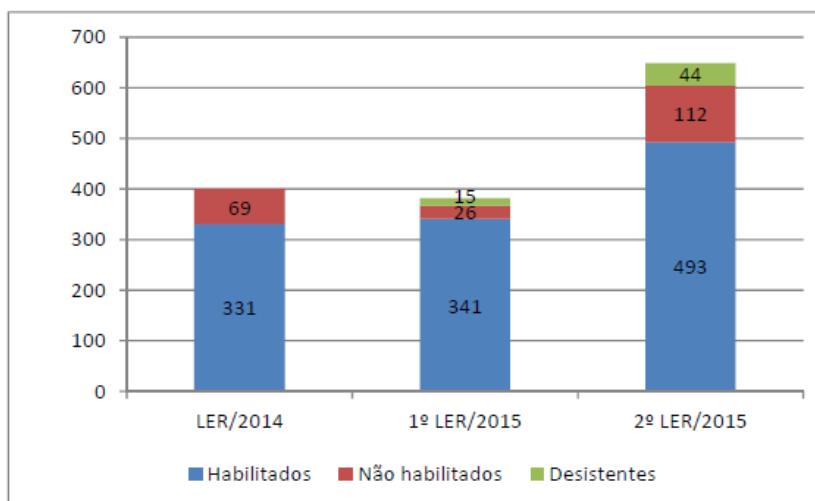
Conforme informado pela EPE (EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 14), o principal motivo de inabilitação de empreendimento está associado à não apresentação de Parecer de Acesso válido quando o empreendimento será conectado à uma SE da Distribuidora Local. Outros motivos bastante incidentes de inabilitação estão relacionados ao Licenciamento Ambiental e à comprovação do direito de uso do local destinado à UFV, conforme mostrado no gráfico 4.

Gráfico 4 – Motivo de inabilitação de empreendimentos no 2º LER/2015



Fonte: EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 14.

Gráfico 5 – Resultado da habilitação técnica dos empreendimentos fotovoltaicos



Fonte: EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 16.

5 IDENTIFICAÇÃO DO TERRENO E CONCEITO DO PROJETO

O desenvolvimento desta etapa requer muitos cuidados na análise das opções de locais que será instalada a UFV, nos aspectos de melhor oportunidade técnica e econômica, considerando todos os riscos na construção da usina, tais como ambientais e sociais, facilidade de conexão da UFV à SE da ANEEL, tecnologias a serem escolhidas, variações cambiais etc.

Todos esses pontos precisam ser bem considerados para elaboração da proposta de financiamento junto ao banco. Atualmente, os bancos já têm experiência em financiamento de usinas de geração de energia renovável e buscam apoios de consultorias especializadas para ajudá-los a analisar as propostas técnicas e econômicas do projeto a ser financiado.

5.1 IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL A SER INSTALADA A UFV

O local a ser instalada a UFV precisa ter as condições climáticas favoráveis, boa fonte de irradiação solar, terreno disponível para venda ou aluguel de longo prazo, estar próximo à SE da ANEEL para conexão à rede de alta tensão, não pode ter restrições ambientais, arqueológicas e sociais que impeçam ou inviabilizem o desenvolvimento do projeto. Um ponto de atenção a ser pesquisado é se o terreno não está próximo a aldeias indígenas e comunidades quilombolas, se não está em

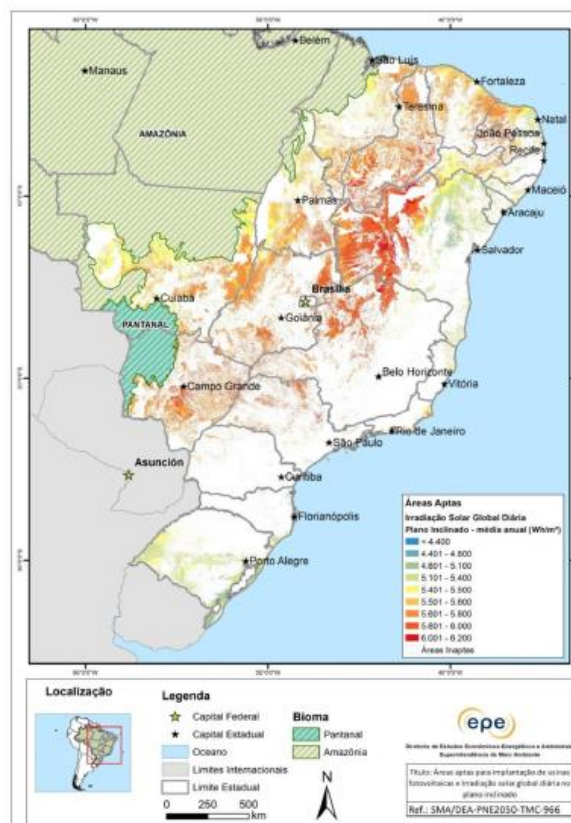
processo de transformação de reserva da FUNAI ou algum outro processo junto ao INCRA ou à Associação Zumbi dos Palmares.

O Brasil tem um potencial gigantesco de áreas disponíveis para instalação de UFV. Com exceção dos biomas do Pantanal e da Amazônia, quase todo o território brasileiro tem potencial (TOMASQUIM, 2016, p. 380).

Com base nos estudos realizados pelos órgãos oficiais, foi realizado um mapa com as áreas com potencial de implantação de UFV. As áreas caracterizadas como protegidas foram consideradas não aptas, tendo sido excluídas do mapa de potencial. Essas áreas correspondem a unidades de conservação, terras indígenas, comunidades quilombolas, áreas de Mata Atlântica com vegetação nativa e também áreas urbanas e hidrográficas (TOMASQUIM, 2016, p. 390).

É importante ressaltar que mesmo que a área seja apta, a mesma deve ser analisada para conhecer os impactos ambientais e as restrições impostas pelo código florestal quanto aos limites de reserva legal (RL) e as áreas de preservação permanente (APP).

Figura 3 – Áreas aptas para instalação de usinas fotovoltaicas no Brasil



Fonte: TOMASQUIM, 2016, p. 392.

A figura 3 apresenta o mapa do Brasil com as áreas viáveis para instalação de UFV. Considerando somente a faixa de melhor irradiação (6,0 a 6,2 kWh/m²), estima-se o potencial de geração de 307 GWp em UFV com geração de 506 TWh/ano (TOMASQUIM, 2016, p. 393).

Vale lembrar que as demais faixas de irradiação também são totalmente apropriadas para instalação de uma usina fotovoltaica, e a pior faixa nacional é melhor que a melhor faixa de irradiação da Europa, como já apresentado na figura 1.

5.2 VARIÁVEIS FUNDAMENTAIS NA ESCOLHA DO TERRENO

5.2.1 Fonte solar

Quanto maior for a irradiação média anual da localidade escolhida, maior será o rendimento energético por kWp instalado. O projetista que está procurando um terreno ideal para a instalação da UFV deverá compor a análise de dados solarimétricos com a pesquisa de campo conjuntamente com os dados de satélites através do Google Earth, para identificar fontes de sombreamentos, tais como morros, árvores e prédios no horizonte (IFC, 2015, p. 59).

Analisar o perfil das áreas circunvizinhas, para identificar possíveis modificações, tais como, construções ou plantações futuras que venham reduzir o rendimento energético da UFV. A análise deve ser feita simulando a irradiação média mensal e anual conjuntamente com a posição do Sol de acordo com as estações, para identificar as variações solarimétricas e as possíveis variações de sombreamentos (IFC, 2015, p. 59).

5.2.2 Clima

A análise do clima é de fundamental importância, pois o mesmo pode variar muito durante as estações e afetar o rendimento ou até causar danos à UFV. Deve-se analisar possíveis eventos climáticos, tais como (IFC, 2015, p. 59-60):

- Excesso de chuvas que possam provocar enchentes e alagamentos e causar danos à UFV, como risco de erosão, danos aos equipamentos e à estrutura de fundação que suporta o inversor.

- Excesso de nuvens que reduzem a irradiação na UFV.
- Poluição do ar, que assim como as nuvens, reduz a irradiação na UFV e emana componentes corrosivos na atmosfera que podem reduzir a vida útil dos módulos e demais equipamentos.
- Proximidade do oceano, pois a presença de sal na maresia reduz a vida útil dos equipamentos e dos módulos.

5.2.3 Área disponível

O rendimento da área por KW instalado depende da tecnologia utilizada, dos tipos de módulos, se com estrutura fixa ou com seguidores (*trackers*) e da latitude do terreno. É preciso simular diferentes tecnologias no terreno escolhido para obtenção do melhor rendimento energético e com o foco de evitar o sombreamento de uma fila de módulo na outra. A área deve ser suficientemente grande, de tal forma que as distâncias entre as filas de módulos evitem sombreamento entre eles.

Outro aspecto importante é o custo do terreno, que deve ser atrativo para viabilizar a implantação da UFV (IFC, 2015, p. 59).

5.2.4 Temperatura

A eficiência da UFV reduz com o aumento da temperatura. Para áreas com altas temperaturas, deve ser analisada a melhor tecnologia de módulo que possibilite o funcionamento em maior temperatura (*maximum temperature*) (IFC, 2015, p. 60).

5.2.5 Velocidade do vento

A velocidade do vento deve ser analisada de forma que a mesma seja apropriada para possibilitar o resfriamento dos módulos. Áreas onde existam a possibilidade de rajadas de ventos que ultrapassem a máxima velocidade permitida pelas especificações das estruturas de fixações e de seguidores (*trackers*) devem ser evitadas (IFC, 2015, p. 60).

5.2.6 Topografia do terreno

O terreno ideal deve ser plano ou com uma pequena inclinação de no máximo 5% (limitação técnica para o uso de seguidores) para o norte, no caso do Brasil que está no Hemisfério Sul (IFC, 2015, p. 60).

Será necessária a elaboração de levantamento topográfico com curva de nível (figura 4) para a realização posterior da obra de terraplanagem do terreno.

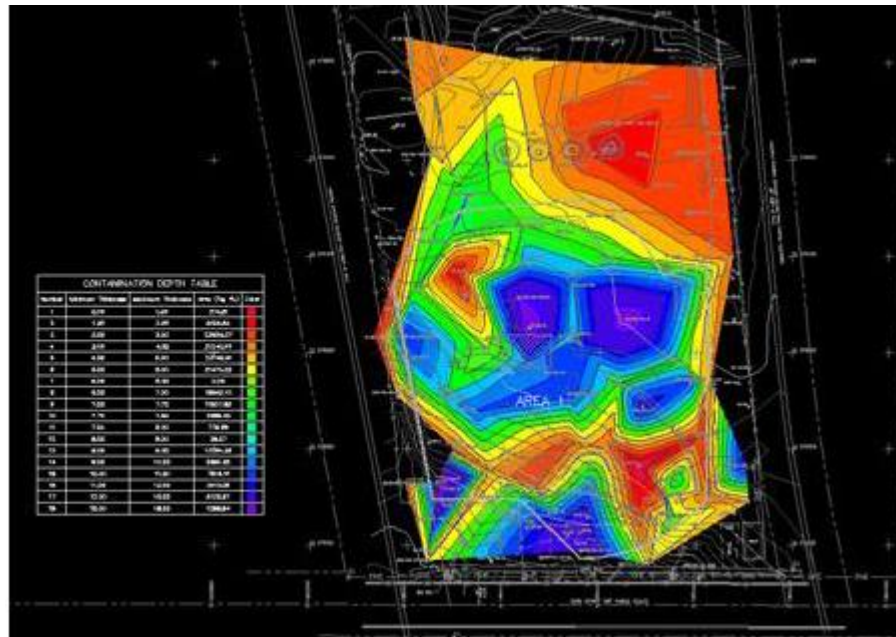
5.2.7 Estudo geológico

É necessário estudo geológico para conhecer as características do terreno e avaliar as condições necessárias para o projeto de fundações das estruturas de fixação dos módulos ou seguidores (*trackers*) e das bases para instalação dos inversores.

As melhores práticas ditam que um bom estudo deve conter as seguintes avaliações (IFC, 2015, p. 62):

- Análise de riscos geológicos (deslizamentos, inundações, sismicidade etc.).
- Avaliação da hidrologia e lençóis freáticos.
- Disponibilidade de água limpa, que será de suma importância na limpeza dos módulos.
- Avaliação da resistividade do solo.
- Avaliação de arrancamento (*pull out*), carga e compressão do solo (fotografia 1).
- Avaliação da presença de rochas e obstruções.
- Estudo do pH do solo e componentes químicos.
- Estudo de eventuais contaminantes no solo.

Figura 4 – Curva de nível no parque solar e intermediações



Fonte: Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/usinas-de-energia-solar/usinas-solares---analises-do-terreno-e-local-de-instalacao.html>>. Acesso em 22 dez. 2017.

Fotografia 1 – Teste de arrancamento (*pull out test*)



Fonte: IPMA. Disponível em: <<http://ipma.es/en/>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

5.2.8 Conexão com a rede

Uma das obras de maior custo, dificuldade técnica e burocracia na construção de uma UFV é a conexão com a rede da ANEEL.

Devem ser feitas avaliações técnicas visando conhecer a capacidade e a estabilidade da rede para cálculo do projeto de conexão. A proximidade da subestação de conexão da UFV será outro ponto muito importante, pois quanto maior a distância da UFV, mais terrenos serão necessários alugar para a passagem da LT e maior o custo de infraestrutura de rede.

O projetista necessariamente precisará saber a capacidade da rede e da SE de conexão para escoar a energia gerada na UFV, avaliando a necessidade de ampliação da SE da concessionária.

É importante para o empreendedor/projetista conhecer os processos de tramitação de projetos e pedidos de autorização de conexão nas concessionárias para evitar perda de tempo e gastos desnecessários.

5.3 CONCEITO DE PROJETO

O conceito de projeto nada mais é que uma análise preliminar através de um software (PVsyst), onde é realizado um projeto preliminar da usina, levando-se em conta a área disponível para implantação, os dados solarimétricos disponíveis para estimar a capacidade de geração (MW), usando diferentes tecnologias de módulos em suportes fixos ou com seguidores (*trackers*). Nesta fase, são calculados o rendimento energético, o *performance ratio* (PR) e a projeção de investimento e retorno sobre o investimento (ROI).

5.3.1 Estudo de viabilidade

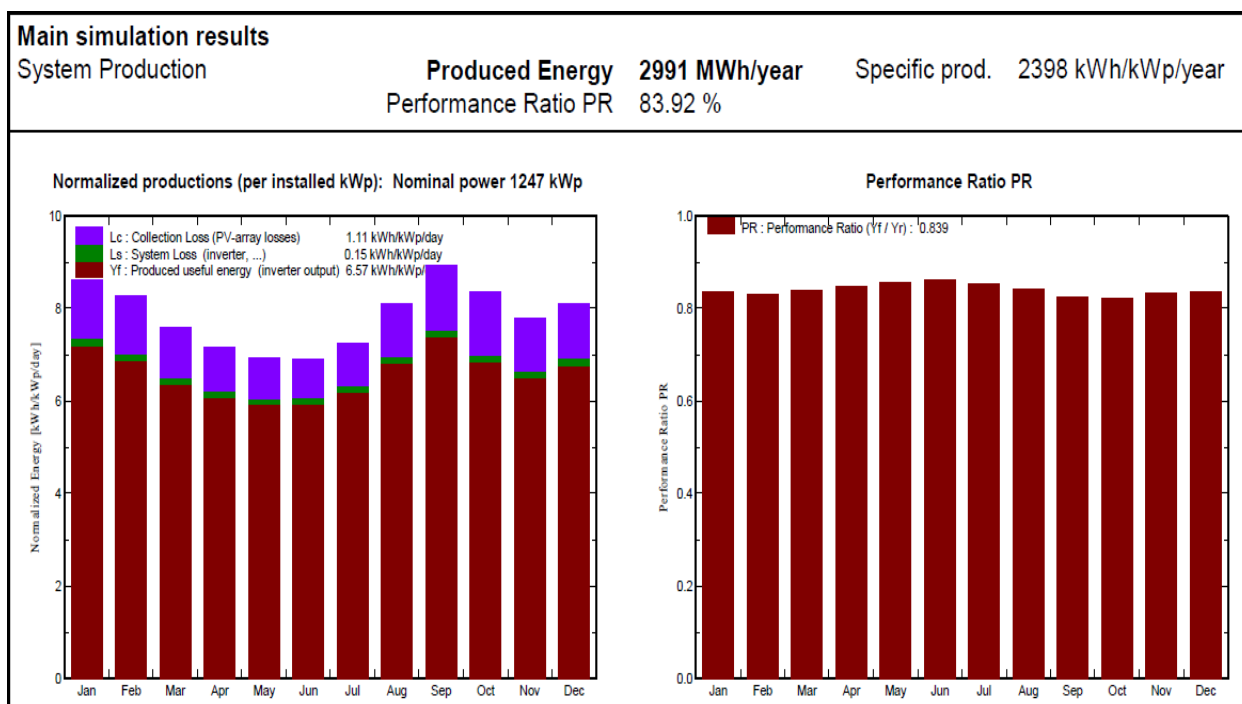
O Objetivo do estudo de viabilidade é desenvolver uma análise de viabilidade técnica e financeira da implantação do projeto. Esta avaliação envolve mais detalhes do que os já realizados, pois, além dos estudos e avaliações de simulações através de software é realizada visita ao terreno para realização de uma *due diligence* (IFC, 2015, p. 12).

No estudo de viabilidade é importante ter as seguintes avaliações (IFC, 2015, p. 12):

- Aspectos técnicos e legais, se é possível construir a UFV no terreno escolhido.
- Realizar projeto conceitual explorando diversas tecnologias e avaliando cada uma delas quanto à estimativa de geração de energia, às perdas, ao rendimento de energia esperado, ao *performance ratio* esperado e à projeção de investimento com o retorno financeiro.
- Análise técnica e financeira para instalar uma estação solarimétrica no local para medição e armazenagem dos dados solarimétricos e meteorológicos do local durante o período de 12 meses, conforme exige a ANEEL para habilitação da usina no leilão de energia.
- Identificação dos riscos principais do projeto, tais como ambientais, sociais, arqueológicos, riscos de conexão, de obtenção de licenças prévias etc., levando-se em conta na avaliação, o custo e o prazo para mitigação de cada um dos riscos.
- Análise do ambiente regulatório e político, com avaliação de riscos de mudanças das políticas e estratégicas no momento atual e nas próximas eleições.
- Estudo de plano de ação a ser implantado para mitigar cada risco técnico, regulatório e econômico que se apresente nesta fase prévia de estudo.
- Decisão quanto à continuidade do projeto ou a escolha de outro local.
- Elaboração de um cronograma das atividades do projeto.

Nas figuras 5, 6 e 7 são apresentados exemplos de simulações realizadas com o software PVsyst, utilizando dados solarimétricos adquiridos de empresas que disponibilizam ou vendem essas bases. Nesse estudo, o projetista vai ter uma boa visão da capacidade de geração de energia da localidade, usando diferentes tipos de módulos, *trackers* e inversores.

Figura 5 – Simulação de viabilidade da UFV



Fonte: Elaboração própria com software PVsyst (2017).

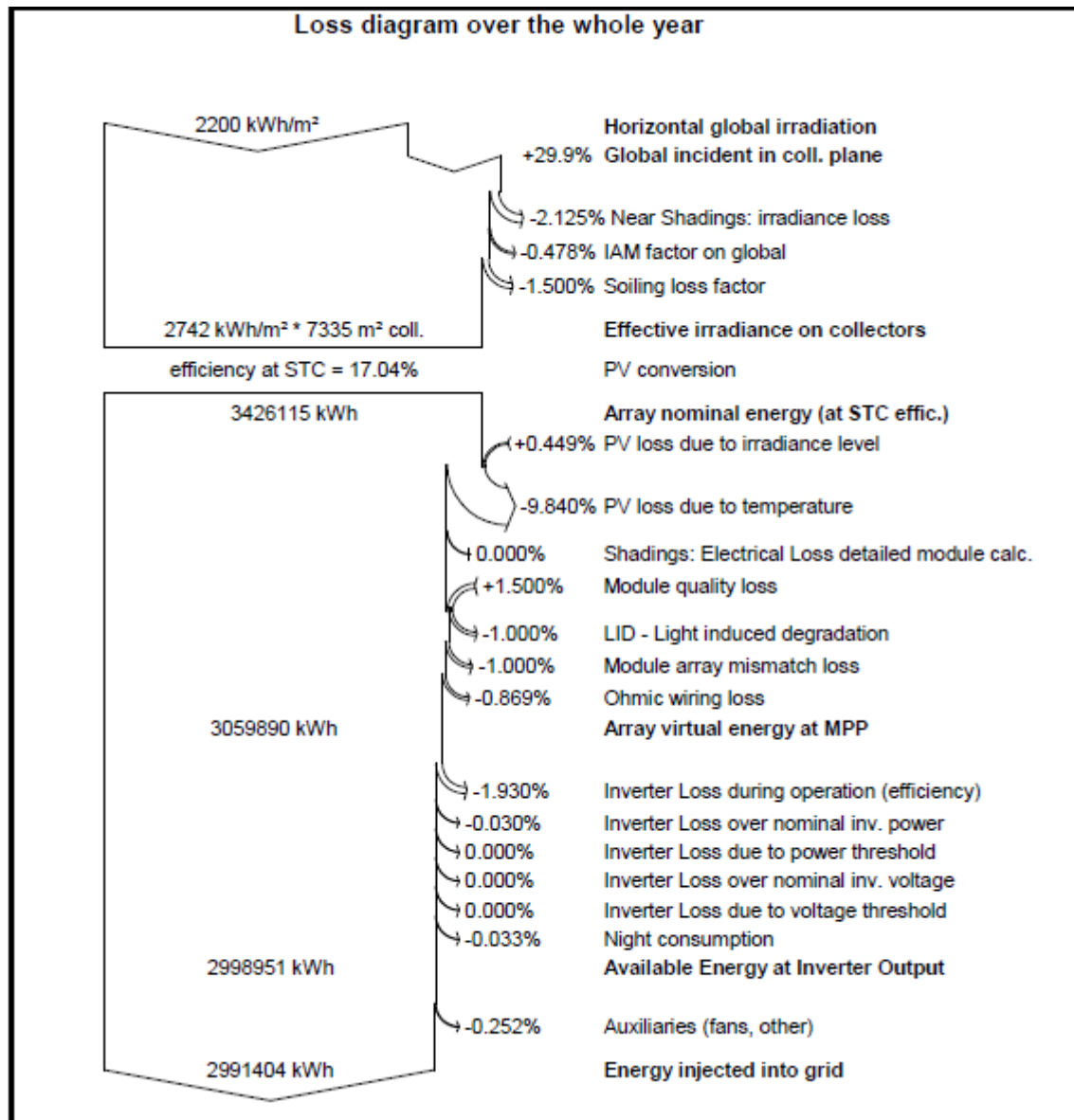
Figura 6 – Simulação de performance da UFV

New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	208.1	73.69	26.15	266.8	255.8	284.8	278.4	0.837
February	180.8	66.18	27.20	231.6	221.8	245.4	239.9	0.830
March	182.8	64.75	25.89	235.0	224.9	251.4	245.7	0.838
April	167.8	54.83	25.16	215.2	206.1	232.4	227.2	0.847
May	164.0	45.81	24.74	214.7	206.1	234.0	228.9	0.855
June	153.0	39.23	24.13	206.9	198.9	227.2	222.4	0.862
July	167.3	38.64	25.34	224.6	216.2	244.6	239.3	0.854
August	186.9	41.02	25.41	251.5	242.1	269.7	263.7	0.841
September	203.7	48.26	27.55	267.8	257.6	282.3	276.0	0.826
October	200.1	63.90	28.72	258.6	248.1	270.9	264.8	0.821
November	185.2	70.82	27.08	233.8	223.6	248.7	243.2	0.834
December	199.7	72.93	26.13	251.1	240.6	267.8	261.8	0.836
Year	2199.6	680.06	26.12	2857.6	2741.7	3059.0	2991.4	0.839

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Fonte: Elaboração própria com software PVsyst (2017).

Figura 7 – Diagrama de perdas da simulação da UFV



Fonte: Elaboração própria com software PVsyst (2017).

5.3.2 Estudo de implantação

Nesta fase com maior detalhe, repetem-se as análises realizadas na fase de estudo prévio, porém, com a instalação da estação solarimétrica no terreno escolhido e a aquisição de dados solarimétricos de longo prazo disponíveis no mercado. Realizam-se os estudos de rendimento energético e previsão de *performance ratio* (PR).

Com as informações técnicas aprofundadas, o empreendedor tem condições de apresentar junto ao agente de financiamento o plano de negócio detalhado e apurado para concluir a fase da obtenção do financiamento.

O empreendedor inicia o processo de obtenção das licenças ambientais e arqueológicas. Será necessário a contratação de uma empresa de meio ambiente habilitada tecnicamente para desenvolvimento do Plano Básico Ambiental e uma empresa de arqueologia também habilitada tecnicamente para levantamento de todos os impactos arqueológicos ocasionados pela implantação da UFV.

5.3.3 Meio ambiente

5.3.3.1 Plano Básico Ambiental – PBA e licenças

O PBA é uns dos documentos mais importantes no projeto da usina fotovoltaica. Por meio desse plano, o empreendedor vai obter as licenças junto aos órgãos ambientais do estado e do município para a construção da usina.

Conforme determina a legislação em vigor, o empreendedor necessita ter aprovado o plano e os programas ambientais que serão executados durante a construção da usina.

Este conjunto de programas, com suas medidas mitigadoras e/ou compensatórias, é abrangente e certamente garantirá que todos os impactos diretos e indiretos da usina fotovoltaica sejam de alguma forma preventivamente atacados, mitigados e/ou compensados.

Os programas apresentados a seguir contêm a listagem e o detalhamento da base legal e normativa aplicável para o desenvolvimento do PBA conforme as normas:

- NBR ISO 14001 – Sistemas de Gestão Ambiental – Especificação de requisitos para que um PBA capacite uma empresa a desenvolver e implementar políticas e objetivos que levem em consideração requisitos legais e informações sobre aspectos ambientais significativos.
- NBR ISO 19001 – Diretrizes para auditorias de sistema de gestão da qualidade e/ou ambiental.

A instalação da usina Fotovoltaica no meio ambiente, pode alterar os parâmetros físicos e biológicos do ecossistema, em decorrência da ação direta de remoção dos recursos naturais existentes na área.

O PBA propõe soluções para atenuar e ou mitigar os impactos ambientais adversos gerados ao ecossistema pelas ações do projeto de implantação da UFV.

Constituem como elementos primordiais para o gerenciamento e mitigação dos impactos durante a fase de implantação do projeto os seguintes planos (NBR ISO 14001):

- Plano de Monitoramento da Qualidade da Água (superficial e subterrânea) – PMQA.
- Plano de Monitoramento do Solo – PMS.
- Plano de Monitoramento de Áreas Degradadas – PMAD.
- Plano de Monitoramento do Nível de Ruídos e Vibrações - PMRV.
- Plano de Proteção ao Trabalhador e Segurança do Ambiente do Trabalho.
- Programa de Educação Ambiental – PEA.
- Programa de Auditoria Ambiental – PAA.
- Programa de Gerenciamento de Riscos – PGR.
- Plano de Ações de Emergência – PAE.
- Plano de Comunicações para as Comunidades Vizinhas ao Empreendimento.
- Programa de Saúde das Populações Circunvizinhas ao Empreendimento.
- Plano de Desmatamento Racional Contemplando a Prevenção e Riscos de Acidentes dessa Atividade – PDR.
- Programa de Resgate de Achados do Patrimônio Arqueológico, Cultural e Histórico.
- Plano de Conservação Paisagística.
- Plano de Monitoramento da Fauna.
- Plano de Eventual Desativação do Empreendimento, compreendendo a retirada das estruturas e recuperação das áreas impactadas.
- Programa de Gerenciamento das Áreas de Preservação Permanente (APP).
- Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos da Construção Civil.

A Resolução do CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986, estabelece que as execuções dos planos sejam feitas através de equipes independentes e multidisciplinares habilitada através do Cadastro Técnico Federal no Ministério do Meio Ambiente.

A obtenção das licenças é, sem dúvida, uma das etapas mais importantes na implantação UFV, pois sem as mesmas, o projeto não pode ser implementado.

O empreendedor deve procurar os órgãos de meio ambiente do município ou estado onde a usina será instalada, apresentando toda documentação, comprovando a Outorga de Geração junto à ANEEL, que concede o direito ao interessado de explorar o potencial energético da UFV, tornado também público através do Diário Oficial. Além dessa outorga, o empreendedor deve apresentar o projeto básico da UFV, com a planta de localização delimitando o terreno, o projeto da LT para a conexão à SE mais próxima e toda a documentação de autorização dos proprietários dos terrenos da UFV e por onde será instalada a LT.

Toda a documentação jurídica de constituição da Sociedade de Propósito Específico (SPE) devidamente registrada.

Conforme determina a Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997, em seu art. 8º, cabe ao Poder Público expedir as seguintes licenças:

- Licença Prévia (LP) – Concedida na fase preliminar do planejamento da implantação da UFV, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas fases seguintes de sua implementação.
- Licença de Instalação (LI) – Autoriza a construção da UFV de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante.
- Licença de Operação (LO) – Autoriza a operação da UFV, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Só após a concessão de todas as licenças o empreendedor poderá iniciar as obras no terreno escolhido e iniciar a operação de geração da UFV.

5.3.3.2 Arqueologia

5.3.3.2.1 Análise do impacto arqueológico e autorização do IPHAN

O empreendedor deverá procurar o IPHAN (Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico) do município e protocolar pedido de autorização para avaliação e pesquisa arqueológica e posterior licença de construção da UFV. Essa avaliação visa realizar um estudo do potencial do impacto ao patrimônio arqueológico na área de implantação da usina causado pelo empreendimento, identificando as áreas de potencial arqueológico que porventura venham a ser registradas, como forma de garantir a integridade cultural. Neste trabalho são realizadas pesquisas bibliográficas interdisciplinares para complementação do trabalho de campo realizado.

A pesquisa arqueológica e o relatório arqueológico devem estar em concordância com os instrumentos legais e normativos que tratam da realização dos estudos arqueológicos antes da execução das obras, tais como os arts. 215 e 216 da CF/88; Decreto-Lei nº 25/37; Lei Federal nº 3.924/61; Portaria SPHAN nº 07/88; Instrução Normativa IPHAN nº 0001/2015. O empreendedor deverá apresentar o relatório ao IPHAN que dará anuência à Licença Prévia, caso o relatório seja aprovado.

Em campo, a equipe de arqueologia realizará os seguintes levantamentos, conforme estabelece a regulamentação:

- Realização de mapas temáticos dos fenômenos geomorfológicos para facilitação das ações interventivas na superfície.
- Realização de pesquisa na superfície, com o objetivo de identificação de material arqueológico.
- Abertura de poços de sondagens no terreno, visando identificar a presença de sítios arqueológicos.
- Registro dos sítios arqueológicos conforme legislação vigente, cadastrando-os no CNSA (Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos).
- Registro de todos os procedimentos técnicos adotados em campo utilizando-se de GPS, fotografias e desenhos.
- Elaboração de relatório de estudo de potencial arqueológico da Área Diretamente Afetada, apresentado de forma clara e de acordo com os

procedimentos teóricos e metodológicos, indicando áreas de interesse para o gerenciamento do patrimônio arqueológico de acordo com Instrução Normativa de 2015 IPHAN/MinC e indicativos de ações para fases posteriores de instalação da UFV.

5.4 MEDIÇÃO SOLARIMÉTRICA

Conforme estabelecem as normas do Leilão de Energia, o empreendedor deverá, ainda na fase inicial pré-leilão, definir a área onde será construída a UFV e, nessa área, realizar os estudos solarimétricos da região para obtenção dos dados de certificação da estimativa de produção de energia elétrica.

O empreendedor deverá contratar empresa certificadora independente que instalará no local escolhido uma estação solarimétrica que realizará as medições durante no mínimo doze meses. É importante que o empreendedor se certifique de que a empresa já tenha experiência na instalação de estações em outros leilões, seguindo a norma estabelecida pela EPE.

Esta etapa é de fundamental importância para o sucesso do projeto, não só para cumprimento dos requisitos exigidos pela EPE no leilão, mas para realizar as análises de previsibilidade de rendimento de geração de eletricidade da UFV e a sua viabilidade econômica.

A EPE solicita duas certificações para a UFV: o Certificado de Dados Solarimétricos e a Certificação de Produção Anual de Energia. As certificações são obtidas através da composição de dados já disponíveis no mercado, com base em informações coletadas por satélites, estações meteorológicas próximas da região onde será instalada a UFV, mapas solares e informações medidas no local pela estação de medição solarimétrica.

Existe uma variedade de diferentes bases de dados solarimétricos com histórico de dados mensais, diários e horários de longo prazo, com precisão e boa cobertura nacional. As empresas que disponibilizam estas informações de forma gratuita ou paga utilizam dados coletados dos satélites e de estações meteorológicas locais. A tabela 2 resume as empresas mais conhecidas no mercado mundial que disponibilizam dados on-line de praticamente todos os países.

Tabela 2 – Principais Fontes de Dados Solarimétricos

Fonte de dados	Tipo	Descrição
SolarGIS	Pago	Os dados são extraídos da interpolação das medições de satélite e estações meteorológica terrestres. Para o Brasil tem disponibilidade de dados de 2000 para cá com variação horária.
Meteonorm V7.0	Pago	Dados obtidos através da interpolação das medições dos satélites geoestacionários e estações meteorológicas terrestre. Desde 2006 tem cobertura global. Disponibiliza dados com variação horária e adicionalmente calcula a imprecisão através da estimativa P10/P90.
3Tier	Pago	Os dados possuem cobertura global com mapas e medições horárias de 2000 para cá. Realiza interpolação dos dados medidos dos satélites e das estações terrestres com padrão de erro para GHI de 5%.
Helioclim 4.0	Pago	Os dados são atualizados diariamente desde 2004.
NASA	Gratuito	Possui cobertura global com variação de 100 em 100 Km da linha do equador e medições de 1983 até 2005. Para análise preliminar pode ser utilizado, porem devido a desatualização e imprecisão não é usado para previsões e projeto das UFV.

Fonte: IFC (2015, p. 48).

O processo de certificação deverá estar em conformidade com os itens requisitados na seção 5.9, subseção 5.9.1 Certificação de Dados Solarimétricos do Documento da EPE-DEE-RE-065/2013-r4: Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica e com os Requisitos de Outorga da ANEEL estabelecidos pela Resolução Normativa nº 676:2015 e alterado pela Resolução Normativa nº 738:2016.

Os requisitos mínimos exigidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 19) para medição de irradiação solar em solo para certificação de dados Solarimétricos estão listados abaixo:

- Medição por pelo menos uma estação solarimétrica, dentro de um raio máximo de até 10 km do local do empreendimento.
- Medição das grandezas: IGH (Irradiação Global Horizontal), Tamb (Temperatura ambiente), RH (Umidade Relativa do Ar) e velocidade do vento.
- Medição de IGH por piranômetro *first class* ISO 9060:1990 ou superior, com pelo menos uma redundância.
- A frequência de medição deverá ser a cada segundo e os dados integralizados a cada dez minutos.
- A campanha de medições deverá ter período não inferior a 12 (doze) meses consecutivos.

- O índice de perda de dados deverá ser inferior a 10% e o período contínuo de ausência de medições não poderá superar 15 dias.
- No caso de perdas de dados, deve-se informar a taxa de perda e a origem da recuperação dos dados por meio de correlação com outras fontes representativas da região.
- A escolha do local e da instalação da estação solarimétrica, deve analisar se anteparos possam provocar sombreamento.
- Deverá ser realizado o nivelamento dos instrumentos de medição;
- Limpeza periódica dos instrumentos.
- Inspeções periódicas.
- Apresentação dos certificados de calibração de todos os instrumentos de medição da irradiação instalados comprovando a sua validade.

5.4.1 Estação solarimétrica

A estação solarimétrica nada mais é que uma estação meteorológica composta por equipamentos para medição da irradiação global horizontal, umidade relativa do ar, temperatura ambiente e velocidade do vento.

Na instalação da estação solarimétrica, deve-se observar a inexistência de objetos ou anteparos (árvores, morros, construções etc.) que possam provocar sombreamentos, o perfeito nivelamento, a limpeza do terreno e a proteção da área por cerca para impedir o acesso de animais e dificultar o acesso de curiosos.

A empresa responsável pela certificação deverá realizar a manutenção periódica da estação solarimétrica para garantir o perfeito funcionamento dos equipamentos durante os doze meses de medição. O responsável pela estação, deverá avaliar e definir o melhor processo, levando em conta as características da região, como proximidade do mar (incidência de maresia), caatinga, entre outros, para definir a periodicidade da manutenção.

Fotografia 2 – Detalhe dos sensores da estação solarimétrica



Fonte: Fotovoltec. Disponível em: <<http://fotovoltec.com.br/>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

No processo de certificação, são analisados os dados solarimétricos registrados na estação solarimétrica e é feita uma correlação com um banco de dados de longo prazo (superior a 10 anos) de valores horários da irradiação global local. Com essas informações, é construída a base do ano meteorológico típico (TMY), aplicando o método que preserva as características da distribuição cumulativa das irradiações.

Para formação da base final, é necessário um trabalho de filtragem dos dados brutos, retirando informações inconsistentes e suspeitas que possam ocasionar problemas de qualidade no resultado final.

Após o controle de qualidade e filtragem dos dados, será realizada a análise dos seguintes elementos (EPE-DEE-RE-065/2013-r4):

- Irradiância e irradiação global horizontal ao longo do período de observação para dados brutos em ambos os piranômetros.
- Irradiância e irradiação global horizontal ao longo do período de observação para dados filtrados em ambos os piranômetros.
- Comparação entre os piranômetros IGH 1 e IGH 2 (perfil diário médio mensal de IGH durante o período de observação), tanto para os dados brutos, quanto para os dados filtrados.
- Comparação entre os piranômetros 1 e 2 para cada valor registrado e após o teste de qualidade e avaliação do MBE (*Mean Bias Error*, ou erro relativo médio) em ambos os casos.
- Variação da temperatura ao longo do período, para os dados brutos e filtrados.
- Estatísticas dos dados solarimétricos e de temperatura após análise de qualidade e aplicação dos filtros.

5.4.2 Dados solarimétricos usados para correlação de longo prazo

Conforme comentado, para avaliação da viabilidade interanual deve-se buscar uma base de dados confiável conhecida no mercado que possua um longo período de medição com boa precisão da localidade escolhida. Conforme apresentado na tabela 2, o mercado apresenta boas opções de empresas que disponibilizam estas informações. Estes bancos de dados de irradiação em solo usam imagens de satélite de primeira geração, por exemplo, o Meteosat (família de satélites meteorológicos).

Além disto, é de fundamental importância a comparação e validação das informações de forma complementar com dados disponíveis de estações terrestres no Brasil, tais como as estações BRSN (2 estações), INPE-SODA (11 estações) e do INMET (31 estações). Essas informações podem ser encontradas no site da SODA¹.

Atualmente, as instituições financeiras estão cada vez mais exigentes e sofisticadas no processo de avaliação dos projetos que buscam financiamento. Estas instituições avaliam o projeto levando em conta os riscos e o retorno que o projeto está projetando em decorrência da geração de energia projetada. E um importante risco avaliado é a confiabilidade dos dados solarimétricos levantados para a UFV.

Em decorrência disto, o empreendedor deve comparar as diferentes fontes de dados, avaliando as suas incertezas. Estas análises devem ser feitas por empresa com profissionais experientes no tratamento de dados estatísticos para determinar a base final com a maior confiabilidade e com o menor erro.

5.5 CERTIFICAÇÃO DE PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

Uma importante fase na previsibilidade e na atratividade do projeto visando a busca de financiamento é o cálculo da expectativa de geração de energia elétrica da UFV. A EPE também exige do empreendimento a certificação de produção anual de energia.

¹ <http://www.soda-pro.com/help/helioclim/helioclim-3-validation#brazil>

A previsão de rendimento energético é a base de cálculo para previsão de receita da UFV. O objetivo é prever a média anual de energia gerada por toda a vida útil da UFV, entre 20 e 25 anos.

Para estimativa com precisão da energia a ser produzida na UFV, serão usadas as informações solarimétricas e os valores do *performance ratio* (PR) de valores de projetos já conhecidos. A maioria das empresas utiliza os softwares conhecidos no mercado para cálculo da estimativa e muitos destes softwares carregam a base de dados solarimétricos e meteorológicos disponíveis no mercado para a região analisada. Estes softwares são muito práticos para efetuar cálculos complexos que envolvam dados diários de irradiância, variação de temperatura, resfriamento nos módulos em função da velocidade do vento e sombreamento, calculando o rendimento total e as principais perdas por componentes do projeto (IFC, 2015, p. 51).

Normalmente, os softwares utilizam um processo sequencial de fácil entendimento que, de forma geral, segue o roteiro abaixo (IFC, 2015, p. 51-52):

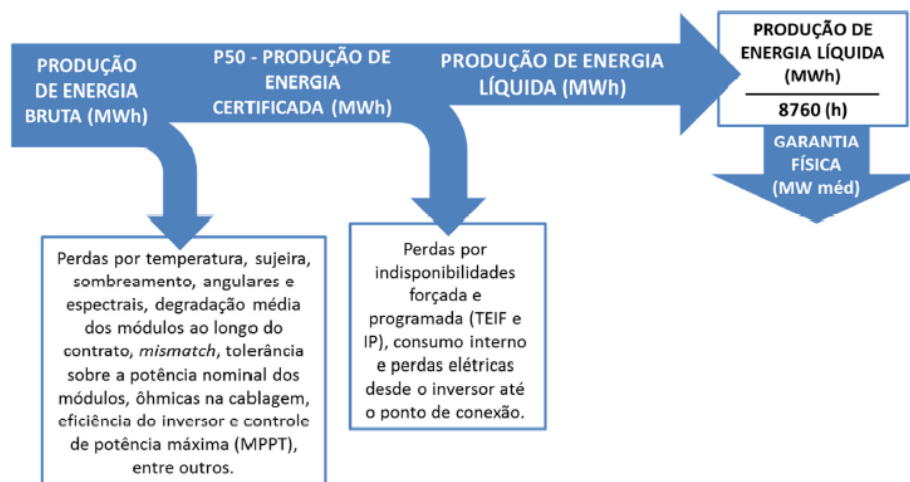
1. Entrada dos dados solarimétricos de irradiância, velocidade do vento e temperatura do ambiente. Com estas informações, calcula-se a série padrão de irradiação no plano horizontal da localidade.
2. Cálculo da irradiação incidente no plano inclinado.
3. Cálculo da performance da planta em função da variação da irradiação e da temperatura para, em seguida, calcular a previsão de rendimento energético.
4. Com base nas especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos, tipo de estrutura, fixa ou com seguidores (*trackers*), inversores, transformadores, comprimento dos cabos DC e AC, equipamentos auxiliares e característica do solo, são encontradas as principais perdas do projeto. Com as informações resultantes, calcula-se o rendimento energético.

Os softwares mais conhecidos no mercado são PVsyst e PV*SOL. O PVsyst tornou-se, no Brasil e na Europa, um dos mais usados, devido às avaliações de rendimento energético, à facilidade e à capacidade de projetar uma UFV com precisão.

Para o cálculo de previsão anual de rendimento energético, é utilizado um intervalo de confiança estatística. Para P90, a previsão anual de rendimento será

superada com 90% de probabilidade. Para P75, a previsão anual de rendimento será superada com 75% de probabilidade. Para P50, a previsão anual de rendimento será superada com 50% de probabilidade. Normalmente, as análises são feitas para P50 e P90. Os índices P50 e P90 representam a probabilidade de 50% e 90% da produção estimada a ser superada. Quanto maior for o índice de probabilidade, menor será o risco do valor de produção se confirmar (IFC, 2015, p. 52).

Figura 8 – Fluxo para cálculo da produção de energia – base para cálculo da garantia física



Fonte: EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 21.

No processo de cadastramento do leilão, a EPE solicita o cálculo da garantia física do empreendimento, que mostrará a quantidade de energia disponibilizada ao SIN (Sistema Interligado Nacional). Conforme estabelecido na Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008, a Garantia Física (GF) do empreendimento será definida conforme expressão abaixo (EPE-DEE-RE-065/2013-r4, p. 22):

$$GF = \frac{[P50ac * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P]}{8.760} \quad (1)$$

Onde:

- GF = Garantia Física de Energia, energia disponível anual em média horária (MW médio).
- P50ac = Produção de energia certificada na saída do inversor (período contratual de 20 anos), considerando a degradação anual dos módulos (energia média anual na saída do inversor).

- IP = Indisponibilidade programada.
- ΔP = Estimativa anual de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão do empreendimento com o sistema elétrico, em MWh.
- 8.760 = número de horas do ano.

Como exemplo:

- $P_{50ac} = 33.235,5$ MWh (dado resultante do estudo de certificação da produção de energia).
- $\Delta P = 1,8\%$ (dado do estudo do fluxo de potência).
- $TEIF = 0,5\%$ (estimativa do empreendedor para confiabilidade do projeto).

$$GF = \frac{[33.235,5 * (1 - 0,005) * (1 - 0,015) - 598,24]}{8.760} = 3,66 \text{ MWmédio}$$

Logo, é possível leiloar até 36 lotes de 0,1 MW médio.

6 CONCEITOS BÁSICOS DA GEOMETRIA SOLAR

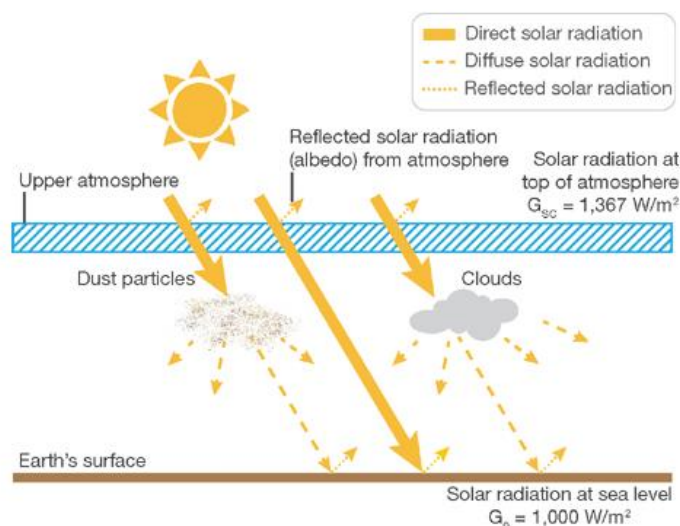
Neste capítulo, serão apresentados os conceitos básicos necessários para entendimento da geometria solar.

A irradiação solar é a forma de energia emitida através do Sol, que se desloca através da atmosfera terrestre antes de ser captada pelos módulos fotovoltaicos para conversão de energia solar em energia elétrica. O montante de energia solar gerado através da célula fotovoltaica é proporcional à irradiação solar que chega à célula fotovoltaica, que depende dos fatores de localidade (latitude), posição do Sol na hora do dia e dia do ano, tecnologia do módulo fotovoltaico, inclinação e orientação do módulo fotovoltaico (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 730).

Em um projeto de usina fotovoltaica, todas essas variáveis serão usadas para a escolha da melhor região e projeto do melhor sistema para geração de eletricidade com melhor eficiência e custo-benefício.

Conforme apresentado na figura 9, a irradiação chega acima da atmosfera terrestre com uma potência de 1.367 W/m^2 , sendo atenuada pelos gases, nuvens e partículas encontrados na camada da atmosfera. Após ultrapassar a atmosfera, a irradiação solar é reduzida ao seu valor de pico de 1.000 W/m^2 . O montante de irradiação que atinge a superfície terrestre depende dos gases na atmosfera que absorvem diferentes comprimentos de onda, afetando a faixa de comprimento de ondas da luz, que pode ser absorvida pela célula fotovoltaica na superfície terrestre (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 730).

Figura 9 – Irradiação direta e difusa na superfície terrestre



Fonte: NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

Como pode ser observado na figura 9, a energia solar que chega ao módulo para transformação em energia elétrica é a soma da irradiação direta, irradiação difusa e refletida. Com isso, podemos concluir que mesmo nos dias de pouco sol, é possível a geração de energia elétrica com bem menos potência, por meio da conversão da irradiação difusa que passa pelas nuvens e da irradiação refletida pelos diversos obstáculos existentes (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 730).

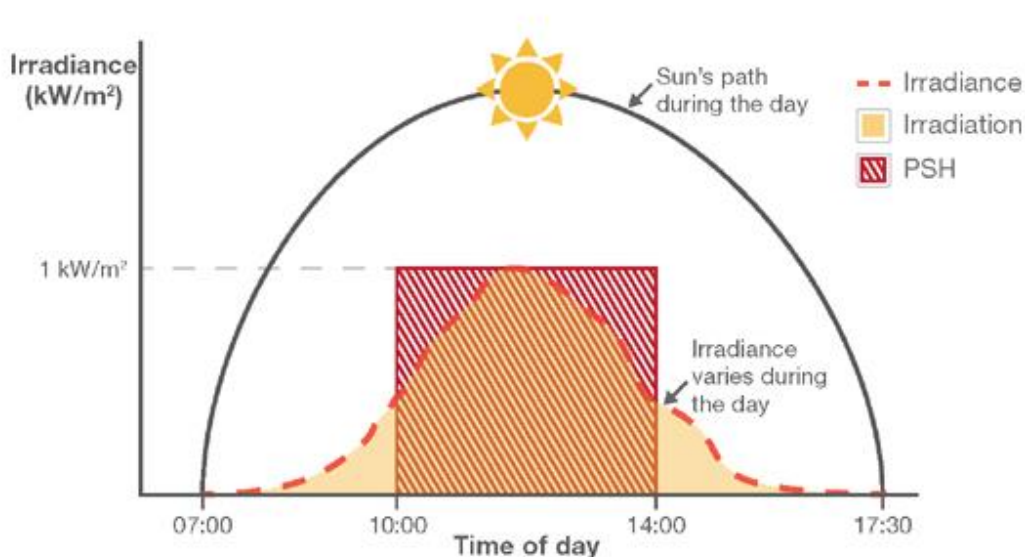
A irradiação solar (insolação) é uma medida de energia solar por unidade de área medida durante um determinado período (Wh/m^2). Já a irradiância solar é a medida instantânea da potência solar por unidade de área medida (W/m^2). É importante a distinção dos conceitos de irradiância (potência) e irradiação (energia)

para a boa interpretação dos dados necessários para o projeto de uma UFV (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 759).

Outro termo usado na literatura é o albedo, que é o coeficiente de reflexão da energia solar no solo ou qualquer obstáculo. No projeto de usinas fotovoltaicas, considera-se para cálculo de energia refletida, o albedo do solo, sendo necessário a identificação do tipo de terreno, por exemplo, pedra, grama, concreto, neve etc., pois, para cada tipo de terreno, o índice de albedo a ser considerado é diferente.

O horário máximo de sol (PSH) é o número de horas em que a usina fotovoltaica receberá a máxima irradiância de 1.000 W/m^2 . O número de PSH para um site é equivalente à irradiação total recebida na UFV durante o dia. Conforme mostrado na figura 10, pode-se verificar que para esta medição, a hora máxima de sol acontece entre as 10 e as 14 horas, totalizando 4 horas. Podemos observar também, na mesma figura, as diferenças entre os conceitos de irradiância, irradiação e PSH, conceitos que serão úteis na avaliação e interpretação dos dados medidos ou existentes para localidade (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 770).

Figura 10 – Representação de 4 horas de máxima irradiância de sol (PSH) durante um dia medido



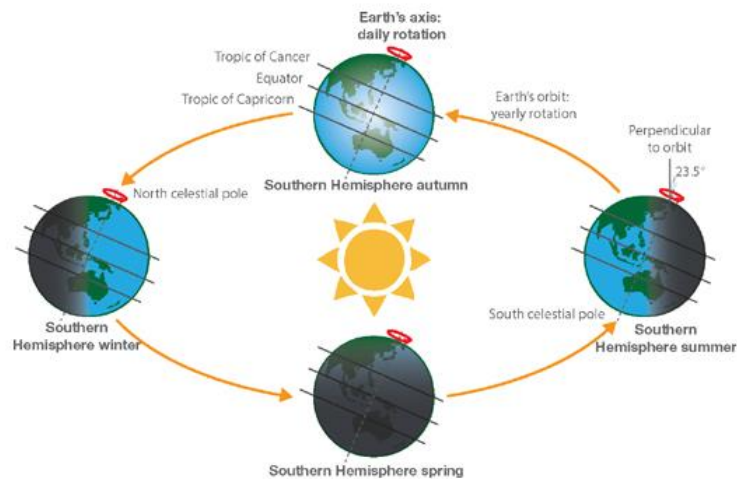
Fonte: *Global Sustainable Energy Solutions* e NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

Para análise e planejamento do potencial energético da UFV em uma determinada região, é preciso conhecer a geometria solar durante o dia e durante o ano para aquela posição específica na Terra. Como é sabido, a Terra durante as 24 horas de um dia realiza uma rotação completa em torno do seu eixo, e dependendo

da latitude da UFV, a mesma terá uma posição mais favorável à irradiação solar ou não. E durante todo o ano, a Terra realiza um movimento de rotação ao longo do Sol.

Levando-se em consideração todo o conhecimento da geometria solar, o projetista vai projetar a instalação dos módulos, buscando sempre a inclinação ideal para a latitude escolhida e a direção ideal, conforme o hemisfério onde a UFV estará localizada, sendo, módulos direcionados para o sul quando a UFV estiver localizada no Hemisfério Norte e módulos direcionados para o norte quando a UFV estiver localizada no Hemisfério Sul. A figura 11 representa o movimento da Terra em relação ao seu eixo e ao redor do Sol (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 776).

Figura 11 – Órbita da Terra ao redor do Sol

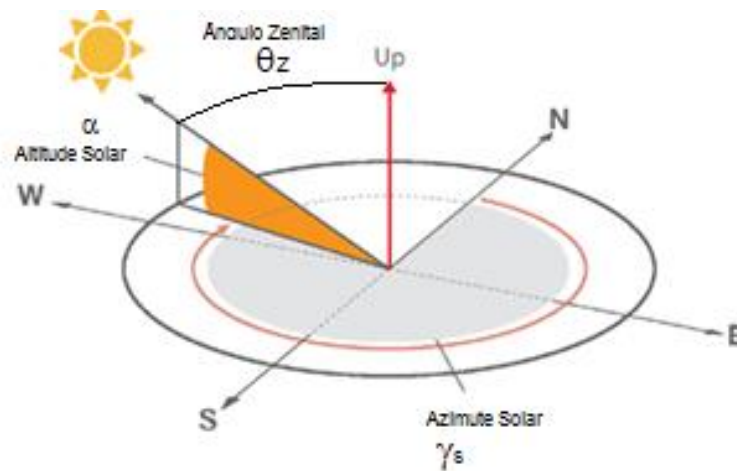


Fonte: *Global Sustainable Energy Solutions* e NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

A posição do Sol em relação a um observador fixo é definida através de dois ângulos (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 770-783):

- Altitude solar (α): é a medida da altura do Sol no céu. É o ângulo vertical entre o Sol e o plano horizontal e varia sempre entre 0° e 90° na direção norte ou sul. O ângulo de altitude variará ao longo do dia e ao longo do ano. Terá seu maior valor no meio-dia e seus menores valores ao amanhecer e ao entardecer. No verão, atinge o seu valor máximo, e no inverno, o seu valor mínimo.
- Azimute solar (γ_s): mede a direção do Sol em um plano horizontal em relação ao norte. É medido no sentido horário do norte verdadeiro (0°) e varia conforme o Sol se move de leste para oeste ao longo do dia.

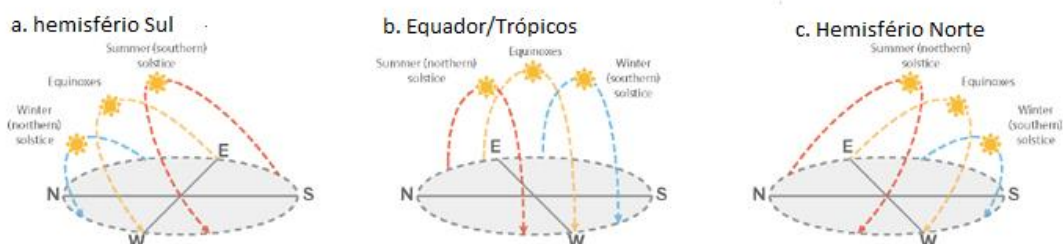
Figura 12 – Representação geométrica dos ângulos solares no plano terrestre



Fonte: Elaboração própria, segundo *Global Sustainable Energy Solutions* e NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

Ao longo do ano, o Sol se move entre o Trópico de Câncer e o Trópico de Capricórnio, localizados nas latitudes de $23,45^\circ$ norte e $23,45^\circ$ sul, respectivamente. Um solstício ocorre quando o Sol está acima de qualquer trópico; se é um solstício de inverno ou verão, depende do hemisfério em que o observador se encontra. Um equinócio ocorre quando o Sol está no meio do caminho entre os trópicos e o equador, localizado a 0° de latitude (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 770-783).

Figura 13 – Trajeto do Sol durante os solstícios de inverno e verão



Fonte: Elaboração própria, segundo *Global Sustainable Energy Solutions* e NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

Conforme apresentado na figura 13, itens (a) e (b) para os Hemisférios Sul e Norte, o Sol tem a sua altura máxima no solstício de verão de cada hemisfério e sua altura mais baixa no solstício de inverno de cada hemisfério. Já para as regiões próximas do equador, item (b) da figura 13, o Sol sempre permanecerá alto durante

todo ano e tem a sua altura máxima durante o equinócio (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p.783-797).

A altitude solar (α) é dada pela fórmula:

$$\alpha = 90^\circ - \text{Latitude em graus} \quad (2)$$

A altitude solar (α) durante o equinócio vai depender da latitude do observador e pode ser calculada pela fórmula:

$$\alpha = 90^\circ - \text{Latitude} \pm 23,45^\circ \quad (3)$$

Sendo que, soma-se $23,45^\circ$ para o solstício de verão e subtrai-se $23,45^\circ$ para o solstício de inverno.

Para o solstício de verão (o Sol e o observador estão no mesmo hemisfério), adiciona-se $23,45^\circ$ e, para o solstício de inverno (o Sol e o observador estão em diferentes hemisférios), subtrai-se $23,45^\circ$.

Uma vez que a posição do Sol é conhecida, o ângulo de inclinação ideal e a orientação para um módulo fotovoltaico podem ser calculados para maximizar a quantidade de irradiação recebida. A quantidade máxima de radiação recebida em qualquer momento ocorre quando os raios do sol são perpendiculares aos módulos fotovoltaicos.

A alternativa para as estruturas fixas para fixação dos módulos fotovoltaicos é o seguidor solar (*tracker*), que garantirá a máxima produção de energia uma vez que permite que os módulos sigam o movimento solar. Essa tecnologia encarece o projeto e o custo-benefício da mesma deve ser analisado para a viabilidade econômica do investimento.

Para os módulos montados em uma posição fixa, os mesmos devem ser instalados com o ângulo de inclinação e direcionado para o norte para o caso do Hemisfério Sul, ou direcionado para sul, para os casos onde a instalação estiver no Hemisfério Norte.

7 PROJETO DA UFV

7.1 VISÃO GERAL

O grande desafio do projetista da UFV é encontrar o equilíbrio entre a melhor solução técnica com a melhor performance e o melhor custo final do projeto. Existem vários objetivos que precisam ser cumpridos para se encontrar o equilíbrio entre custo e performance. Neste capítulo, serão apresentados de forma geral os principais fatores a serem considerados nessa avaliação. Por outro lado, o projetista deve se preocupar em escolher equipamentos devidamente homologados e testados, que garantam a qualidade, sem que haja o risco de comprometer a eficiência e, conseqüentemente, ocasionar a perda de receita e o aumento do custo futuro de manutenção.

Um dos fatores mais importantes a observar para otimização dos custos é a redução das perdas sistêmicas. A redução da perda total aumenta o rendimento energético anual e, conseqüentemente, aumenta a receita na venda de energia.

Outros fatores como a localização da UFV, os parâmetros de irradiação, temperatura e sombreamento também são importantes no processo de busca do equilíbrio entre o rendimento energético e o custo de investimento.

A maioria dos projetistas realiza essas análises utilizando os softwares disponíveis, que permitem a comparação de diferentes soluções técnicas, tais como mudança de *layout*, diferentes modelos de módulos, com estrutura fixa ou *trackers*, para previsão do rendimento energético da solução estudada.

7.2 ARRANJO GERAL (LAYOUT)

O layout da planta e a distância entre as filas dos módulos fotovoltaicos serão projetados de acordo com as características do terreno. Conforme já abordado anteriormente, a escolha do terreno vai influenciar diretamente na performance da usina. A limitação de espaço e uma topografia desfavorável irão impactar diretamente no projeto a ser desenvolvido. É importante que o projetista realize um levantamento minucioso com base nos dados coletados por satélites e visite o terreno para

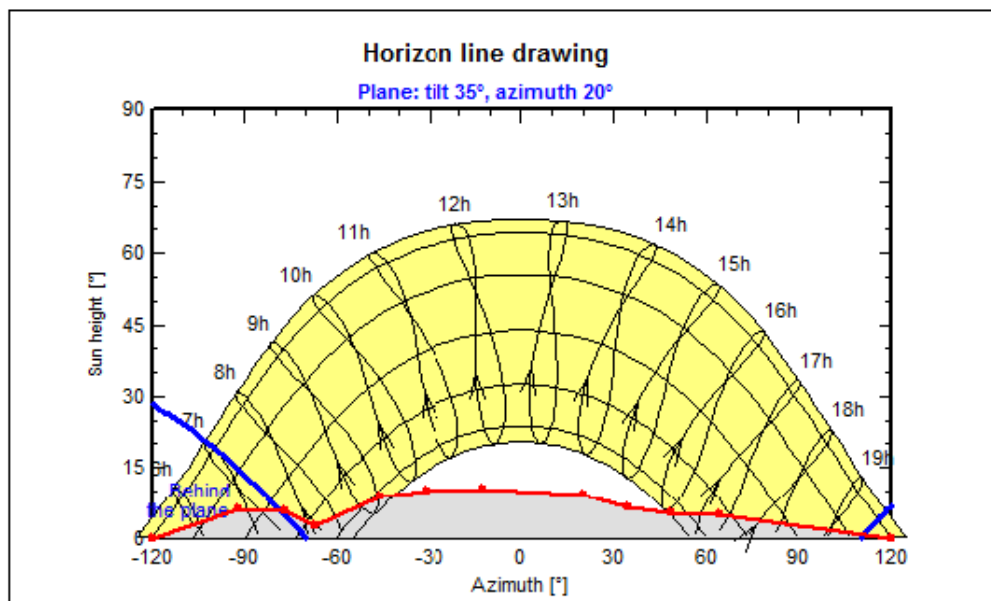
identificar possíveis obstruções que impactarão no projeto, caso não sejam levadas em consideração.

O objetivo do projeto é minimizar custos e alcançar a máxima receita com a produção de energia. Para isso, o projetista deverá focar nas seguintes tarefas (IFC, 2015, p. 67):

- Projetar as distâncias entre as filas das mesas dos módulos, de tal forma que uma fila não cause sombreamento na outra, provocando perda de potência por sombreamento.
- Projetar a melhor rota de cabeamento, visando a redução de custo e perdas elétricas.
- Prever espaço suficiente entre as filas das mesas de módulos, de modo a permitir o acesso para manutenção e limpeza das mesas.
- Calcular a inclinação da mesa de módulos, buscando a melhor eficiência de rendimento energético, de acordo com a latitude do terreno e a posição do Sol durante o ano.
- Realizar as adequações no layout quando houver interferências, buscando sempre as opções tecnológicas de melhor custo-benefício.

A simulação por meio de softwares será usada para ajudar o projetista a definir o melhor layout. A maioria dos softwares dispõe da base de dados com algoritmo para o cálculo do movimento solar durante todo o ano de acordo com a latitude e longitude do terreno. Estes *softwares* possuem algoritmos que calculam o gráfico do movimento solar durante o ano para qualquer localidade da Terra, com a latitude, azimuth e ângulo, conforme mostrado no gráfico 6. As análises do gráfico, juntamente com as informações do espaçamento entre as mesas com os módulos fotovoltaicos servem para calcular o grau de sombreamento e simular as perdas anuais de energia associadas às várias configurações de ângulo de inclinação, orientação e espaçamento entre as filas das mesas dos módulos fotovoltaicos (IFC, 2015, p. 67).

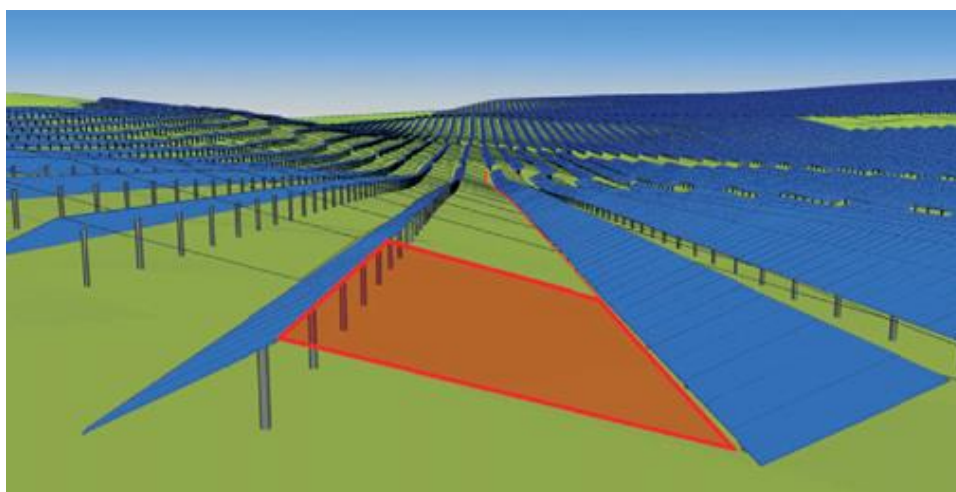
Gráfico 6 – Ciclo solar e sombreamento distante durante o ano



Fonte: Elaboração própria com software PVsyst (2017).

Na figura 14, podemos observar um exemplo de análise de sombreamento na UFV realizada pelo software Helios 3D, que simula o sombreamento de uma fila de módulos na fila próxima.

Figura 14 – Análise de sombreamento pelo software Helios 3D

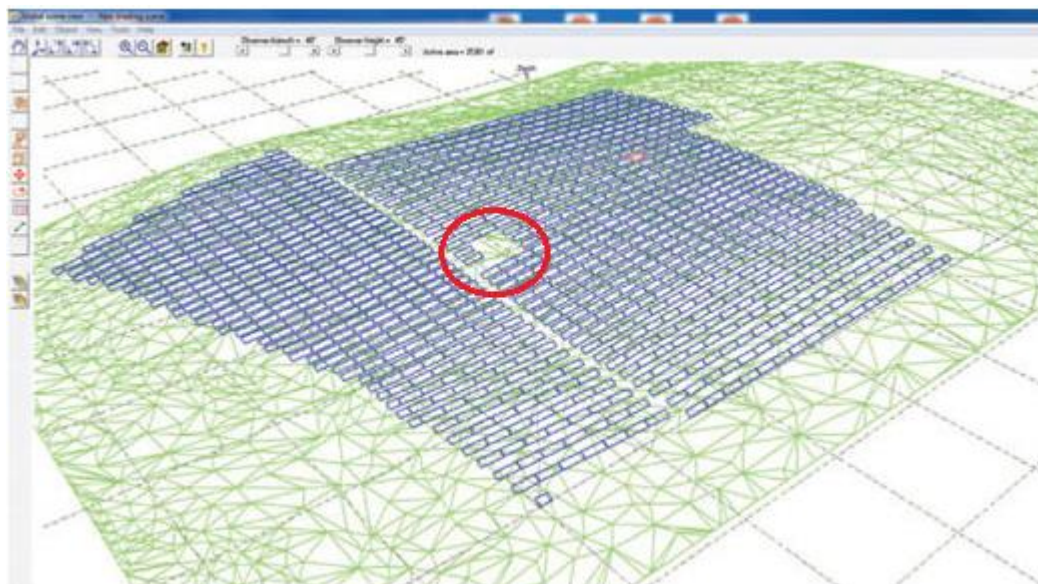


Fonte: Helios 3D. Disponível em: <<https://www.helios3d.com/index.php/en/helios-3d/project-phases/project-layout>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

O projetista, visando a economia de cabos, projeta a instalação dos inversores de forma centralizada na planta, conforme figura 15. Portanto, para evitar o

sombreamento do inversor nas placas, deve ser feita a simulação para calcular a melhor localização e a distância necessária para evitar as perdas por sombreamento.

Figura 15 – Destaque do local para instalação do inversor centralizado



Fonte: Helios 3D. Disponível em: <<https://www.helios3d.com/index.php/en/helios-3d/project-phases/project-layout>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

7.2.1 Ângulo de inclinação dos módulos

O ângulo ideal de inclinação dos módulos fotovoltaicos é calculado a partir da latitude do terreno da futura UFV. Cada localidade possui um ângulo ideal que maximiza a irradiação global anual no plano do coletor. No entanto, ajustes às vezes precisam ser feitos.

Módulos com pouca inclinação acumulam mais sujeiras e são mais difíceis de ser limpos pelo fluxo natural das chuvas. Para esses, casos o projetista simula as perdas por acúmulo de sujeira e também avalia o acréscimo na inclinação para encontrar o ângulo ideal que ofereça o máximo rendimento do módulo. Em contrapartida, maiores ângulos de elevação dos módulos, acarretam sombras nos módulos atrás dos mesmos, proporcionando perdas por sombreamento. Para minimizar perdas por sombreamento, reduzir o ângulo de inclinação dos módulos pode ser uma solução mais eficaz que aumentar a distância entre as filas das mesas dos módulos, solução que deve ser simulada através de software (IFC, 2015, p. 67).

7.2.2 Configuração dos módulos

O Projetista também tem a possibilidade de trabalhar com a disposição do módulo no formato retrato ou paisagem para minimizar o efeito do sombreamento. Os módulos instalados na configuração paisagem vão ter menos perdas elétricas por sombreamento devido ao posicionamento dos diodos ao longo do comprimento do módulo (IFC, 2015, p. 68).

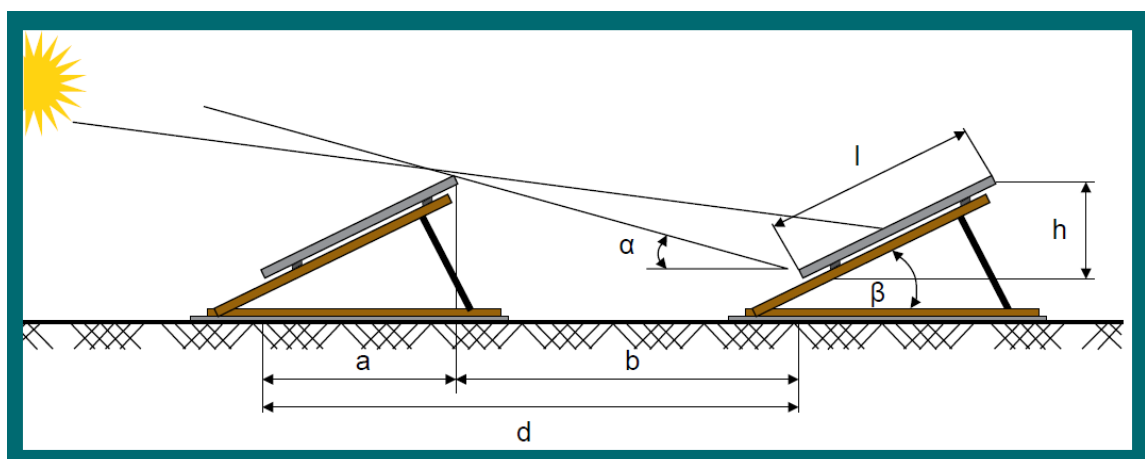
7.2.3 Distâncias entre as filas das mesas dos módulos FV

A análise da distância entre as filas das mesas deve levar em consideração os seguintes fatores (IFC, 2015, p. 68):

- Limite total da área da UFV e a potência desejada.
- Otimização no projeto de cabeamento e atendimento ao limite do parâmetro de perda por queda de tensão dos cabos.
- O sombreamento entre as filas nunca vai ser reduzido a zero, pois no começo e no fim do dia, quando o Sol está próximo ao horizonte, o comprimento de sombreamento é muito longo.

A figura 16 mostra os ângulos que são analisados no projeto. O ângulo que determina o limite do sombreamento α é o ângulo de elevação solar, que será calculado para reduzir o mínimo sombreamento entre as filas das mesas. Se a elevação do Sol for menor que o ângulo α , parte do módulo será sombreado, o que impactará no rendimento energético.

Figura 16 – Geometria do ângulo de sombreamento



Fonte: Schletter GmbH e IFC (2015, p. 68).

O ângulo de elevação solar α pode ser reduzido aumentando a distância d entre as filas das mesas de módulos e/ou reduzindo o ângulo de elevação β . Reduzir o ângulo de elevação β abaixo do valor ideal pode ser, às vezes, uma solução mais vantajosa que o aumento da distância d entre as filas das mesas. Essa opção deve ser simulada para avaliação do melhor rendimento energético. A avaliação do distanciamento entre as filas das mesas e o ângulo de elevação deverá ser calculada sempre para o pior caso, o solstício de inverno. Em geral, o projetista deverá avaliar a perda total anual por sombreamento, se a mesma for menor ou igual a 1%, a solução de espaçamento será aceitável (IFC, 2015, p. 68-69).

7.2.4 Orientação dos módulos

As orientações dos módulos no Hemisfério Sul sempre serão na direção norte. O projetista deverá realizar as simulações, adaptando o projeto à posição do terreno e sempre buscando a orientação ideal para o norte.

7.3 PROJETO ELÉTRICO

A UFV será dimensionada com base na capacidade de energia gerada nos primeiros estágios do leilão. A configuração dos *arrays* fotovoltaicos será projetada para atender as especificações dos inversores escolhidos. A seleção do inversor a ser utilizado é um processo que pode variar de UFV para UFV e depende de uma gama de variáveis que devem ser consideradas, conforme segue:

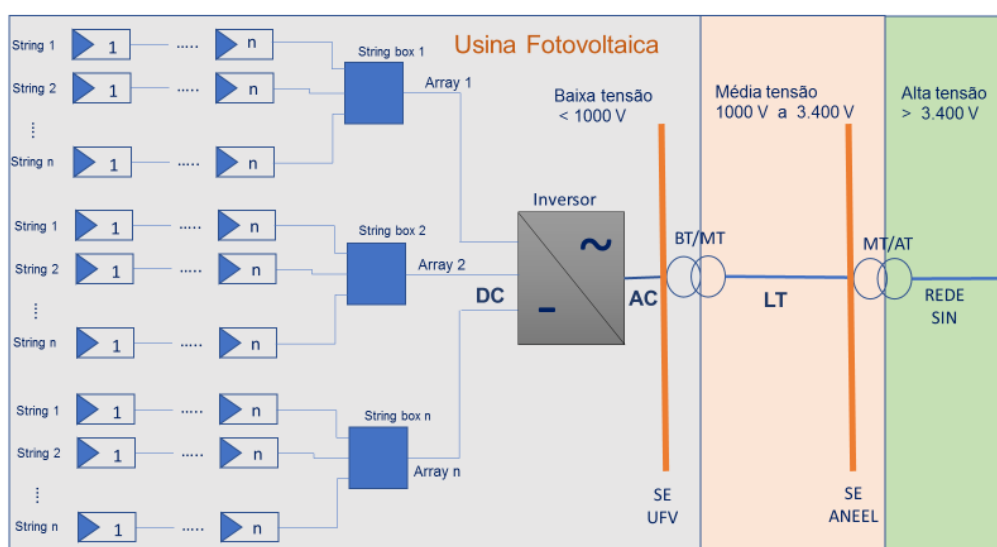
- **Custo:** normalmente, inversores centralizados são mais baratos que os inversores descentralizados.
- **Tipo de terreno:** um terreno irregular, que não permite uma padronização do cálculo de inclinação dos módulos ou até direcionamento (azimute), vai precisar utilizar inversores descentralizados para atendimento por área diferente, com isso, o custo de instalação e preparação do terreno aumentará, e o custo de investimento em inversores descentralizados será maior também.
- **Manutenção:** inversores centralizados dão menos defeitos, mas a manutenção é realizada pelo fabricante, sendo necessária a presença do

mesmo no Brasil. Caso haja uma falha, a geração de energia da UFV estará comprometida. Manutenções programadas são planejadas, e a usina deixa de produzir neste período. Já os inversores descentralizados, são de fácil manutenção, normalmente são substituídos por inversores sobressalentes mantidos em estoque. E, se um inversor der problema, somente as *strings* conectadas ao mesmo ficarão comprometidas, sendo o mesmo substituído para o rápido retorno da geração.

O projeto elétrico em uma UFV é dividido em dois sistemas, de corrente contínua (DC) e corrente alternada (AC). Estes dois sistemas também trabalham em três subsistemas, divididos abaixo:

- **Baixa Tensão (<1.000 V):** área abrangente dos módulos fotovoltaicos, *strings*, *string box*, inversores até o transformador de baixa tensão para média tensão (BT/MT).
- **Média Tensão (1.000 V até 3.400 V):** compreende os equipamentos desde o transformador de BT/MT até o transformador de média tensão para alta tensão (MT/AT) da subestação coletora elevadora particular da UFV.
- **Alta Tensão (>3.400 V):** compreende da subestação da UFV até a subestação de conexão ao sistema interligado nacional (SIN).

Diagrama 1 – Diagrama Elétrico Geral da UFV, Subestações e Rede de Transmissão



Fonte: Elaboração própria (2017).

7.3.1 Sistema DC

7.3.1.1 Projeto do array fotovoltaico

O projeto do *array* fotovoltaico vai depender das especificações do inversor escolhido. A decisão da configuração e da quantidade de módulos em série e em paralelo vai depender da corrente e da tensão mínima e máxima necessária para alimentar o inversor, seguindo basicamente os critérios a seguir (IFC, 2015, p. 76):

Número máximo de módulos

Segundo a IFC (2015), o número máximo de módulos em uma *string* é limitado pela tensão de entrada DC ($V_{max\ in\ DC}$) do inversor que a *string* está conectada. Em nenhum momento esse limite deverá ser ultrapassado, sob o risco do comprometimento do funcionamento do inversor. A máxima voltagem que poderá ocorrer no circuito é a de circuito aberto na condição de temperatura mais crítica que acontecerá no inverno. É usual como procedimento de projeto, seguindo a metodologia europeia, $-10\ ^\circ C$ de temperatura mínima. Nesta condição, existe para o Brasil uma margem de segurança grande. Então, o maior número de módulos em uma *string* é calculado pela seguinte fórmula (IFC, 2015, p. 76):

$$V_{oc}(-10^\circ C) * n^o\ de\ módulos < V_{dcmax\ inversor} \quad (4)$$

Número mínimo de módulos

O número mínimo de módulos em uma *string* é limitado pela necessidade em manter a tensão mínima do inversor dentro da faixa de MPPT. Se a tensão da *string* cair abaixo da tensão mínima da faixa do MPPT do inversor, o sistema pode até desligar ou funcionar com uma performance muito baixa. A tensão tem o seu valor mais baixo quando a temperatura do módulo atinge a sua máxima temperatura, e conforme procedimentos utilizados na Europa, utiliza-se o valor de $70\ ^\circ C$ para este cálculo. A fórmula utilizada para cálculo desta condição segue abaixo (IFC, 2015, p.76):

$$V_{mpp}(70\ ^\circ C) * n^o\ min\ de\ módulos < V_{mpp\ min\ do\ inversor} \quad (5)$$

Número de *strings*

O número máximo de *strings* em um *array* fotovoltaico estará limitado pela máxima corrente permitida pelo inversor, que limitará a máxima corrente do *array* fotovoltaico (IFC, 2015, p. 77).

Como exemplo, vamos usar o inversor apresentado na figura 18, que possui uma corrente máxima permitida por MPPT de 22 A e o módulo apresentado na figura 17 que possui duas correntes, de operação I_{mp} de 9,09 A e de curto-circuito I_{sc} de 9,59 A. Para calcular o número de *strings*, será considerada sempre a pior condição que é a corrente de curto-circuito.

$$\frac{I_{maxMPPT}}{I_{scFV}} = N^{\circ} \text{ de strings} \quad (6)$$

$$\frac{22}{9,59} = 2,29 = 2 \text{ strings/MPPT}$$

Conforme especificação do inversor da figura 18, o mesmo possui 4 MPPT e 8 entradas e confere com o cálculo realizado abaixo.

$$2 \text{ strings} * 4 \text{ MPPT} = 8 \text{ entradas}$$

7.3.1.1.1 Escolha dos módulos

A escolha do módulo a ser usado na UFV deve ser uma avaliação criteriosa que requer simulações técnicas e econômicas.

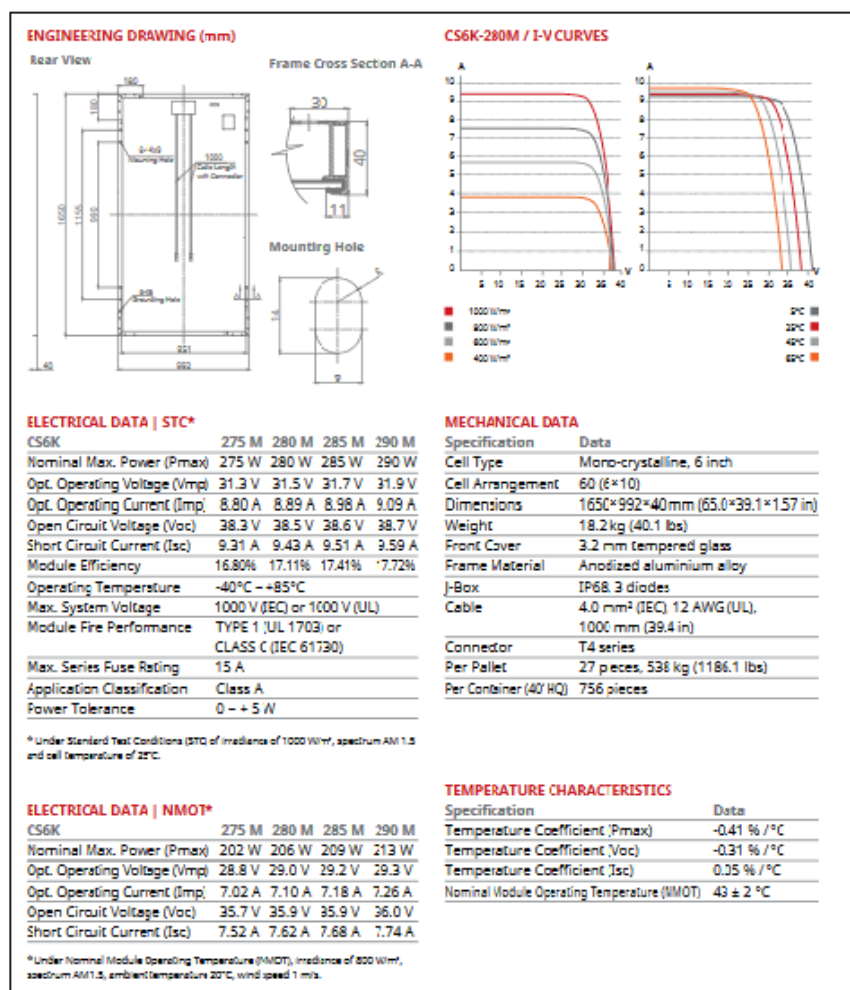
No Brasil exige-se que os módulos tenham a certificação INMETRO, para garantir que os mesmos atendam aos padrões de qualidade internacional exigidos. Na avaliação do INMETRO, os módulos são classificados conforme a eficiência energética (EE), recebem o selo do PROCEL aqueles que alcançam a classificação A. Essa é uma boa referência para o projetista escolher os módulos que atendem a um padrão de qualidade testado.

Outros fatores na análise para a escolha dos módulos são:

- **Custo/kWh** – Custo de eletricidade por kWh gerado: A avaliação entre as opções de módulos de alta eficiência e menor eficiência implicarão na economia de área utilizada ou maior área a ser utilizada respectivamente;
- **Qualidade/Performance**: Esta avaliação independe da tecnologia do módulo, ou seja, se o módulo for do tipo mono cristalino, poli cristalino ou filme fino, para cada uma das tecnologias existirão módulos de boa qualidade e de má qualidade. Analisar se o módulo possui certificação de padrão internacional e no caso do Brasil for certificado no INMETRO e tiver o selo do PROCEL é uma boa referência;

- Coeficiente de Temperatura: O valor da potência muda com a temperatura ambiente. Para lugares quentes a escolha do módulo deve observar o valor máximo suportável, pois, o aumento da temperatura irar impactar na redução da potência da UFV;
- Analisar os valores limites de tensão para circuito aberto Voc para as temperaturas extremas entre -10 °C e +60 °C, onde o Voc não poderá ultrapassar os 1.000 V.
- Garantia/Assistência técnica: Aproximadamente 35% do investimento total de uma UFV é a compra dos módulos. É necessária uma negociação criteriosa para garantir e proteger o investidor de qualquer problema e, se o mesmo ocorrer, que haja um pronto atendimento do fabricante.

Figura 17 – Folha de dados técnicos do módulo CS6K da Canadian Solar



Fonte: Canadian Solar (2017).

7.3.1.2 Projeto dos inversores

A escolha do inversor depende de vários fatores que precisam ser muito bem analisados. Não existe um inversor ideal para todas as condições de projeto. Na prática, as condições locais e os componentes da UFV devem ser avaliados para o perfeito casamento com o inversor. Diferentes tipos de módulos e diferentes tipos de layout exigem diferentes tipos de inversores (IFC, 2015, p. 77).

Existem três tipos de inversores:

- Inversores centrais.
- Inversores descentralizados.
- Microinversores.

Para cada tipo de inversor, existem vantagens e desvantagens. Para grandes usinas (maior que 5 MWp), os inversores mais usados são os centrais, e também são aplicados os inversores descentralizados. Para cada tecnologia, o projetista deverá analisar criteriosamente o custo-benefício.

Abaixo, um descritivo das vantagens e desvantagens de cada uma das tecnologias:

A. Inversor descentralizado

Vantagens:

- Pequeno, leve, fácil de transportar e de manter em estoque.
- Manutenção pode ser feita por eletricista (troca do inversor).
- Vários MPPTs.
- Não necessita infraestrutura civil para fundação e construção de base de fixação.
- Fácil montagem.
- Refrigeração natural.
- Totalmente supervisionado.

Desvantagens:

- Um pouco mais caro por Wp (situação que pode ser negociada).
- Mais inversores com chances de falha.
- Muito mais cabos AC.
- Menor eficiência $\approx 98\%$.

- Caso o inversor não tenha transformador, o polo não pode ser aterrado.

Fotografia 3 – Inversor descentralizado Huawei Fusion Solar – Sun 2000-36KTL



Fonte: Huawei (2017).

B. Inversor centralizado

Vantagens:

- Mais barato por Wp.
- Maior eficiência $\approx 99\%$.
- Pouco risco de falha – centralizado.
- Modular.
- Instalação prática.
- Polos podem ser aterrados mesmo sem isolamento galvânica no inversor.
- Totalmente supervisionado.

Desvantagens:

- Grande e pesado.
- Necessita preparação do terreno e infraestrutura civil para instalação.
- Se houver falhas, falta o módulo inteiro.
- É importante que o fabricante esteja no país para manutenção.
- Quantidade baixa de MPPTs (até 3).

Fotografia 4 – Eletrocentro centralizado WEG instalado em container



Fonte: WEG (2017).

Fotografia 5 – ITS GE de 4.4 MW (inversor fixado na estrutura metálica *skid*)



Fonte: Própria (2017).

A montagem dos inversores centralizados pode ser realizada em estruturas pré-fabricadas, protegidas de intempéries, como containers (fotografia 4), ou de forma modular aberta (fotografia 5). A arquitetura do container ou da estrutura de alvenaria deve prover espaço interno o suficiente para a instalação dos equipamentos e acesso ao técnico para manutenção e monitoramento. Os cabamentos para os

equipamentos são instalados abaixo do inversor, em compartimentos separados para os cabos de média tensão (MT) e alta tensão (AT).

7.3.1.2.1 Dimensionamento do inversor (*power ratio*)

O *power ratio* (P_{ratio}), como é conhecido pelos projetistas, representa a razão entre a máxima potência de entrada do inversor e a potência de pico do *array* fotovoltaico. Um P_{ratio} de 0,8 indica que a capacidade do inversor é 80% da potência de pico do gerador fotovoltaico.

$$Pratio = \frac{P_{in \text{ inversor DC}}}{P_{PV \text{ array}}} \quad (7)$$

A faixa de variação do *power ratio* depende de várias situações do projeto, como a fonte solar, o ângulo de elevação, a potência do módulo, o local onde será instalado, a temperatura ambiente, as perdas etc. (IFC, 2015, p. 77).

O valor ótimo para o *power ratio* deve variar entre:

$$0,8 < Power \ Ratio < 1,2$$

As vantagens de se ter um *power ratio* abaixo de 1 são:

- Inversor/Wp mais barato.
- Melhor aproveitamento do inversor.
- Menos inversores no projeto.

As desvantagens de ter-se um *power ratio* acima de 1 são:

- Perdas no momento de máximo desempenho.
- *Overloading*.
- Vida útil do inversor mais curta.

O superdimensionamento do gerador fotovoltaico ($P_{ratio} < 1$) pode melhorar o rendimento do inversor em dias nublados e no nascer do Sol, forçando o equipamento a entregar uma energia de melhor qualidade, o que não ocorreria para baixos níveis de potência. Por outro lado, o superdimensionamento excessivo submeterá o inversor a temperaturas elevadas, reduzindo a vida útil do mesmo (ZILLES ET AL., 2012).

No processo de transformação da energia elétrica alternada (AC) para energia elétrica contínua (DC), acontecem perdas internas no inversor. Conforme Zilles et al. (2012, p. 87), as principais perdas que acontecem internamente no inversor no processo de conversão da energia AC para DC são devidas ao autoconsumo do inversor, e as perdas por carregamento, devido às perdas ôhmicas. Essas perdas são representadas pelo rendimento do inversor ($\eta\%$).

$$Pin(rated\ DC) = \frac{Pout}{\eta(\%)} \quad (8)$$

Segundo a IFC (2015), para dimensionamento do número de inversores a instalar, é necessário conhecer as seguintes condições técnicas:

- A máxima tensão de circuito aberto ($V_{oc\ max}$) no dia mais frio do ano deve ser menor que máxima tensão de entrada do inversor ($V_{in\ max}$).
- O inversor deve estar apto a suportar com segurança a máxima corrente total dos módulos FV.
- A valor da tensão mínima de circuito aberto (V_{oc}) nos dias mais quentes precisa ser maior que a tensão de desligamento do inversor ($V_{inv, DC, turn-off}$).
- A máxima corrente DC do inversor precisa ser maior que a corrente total dos módulos FV.
- A faixa de MPPT do inversor deve suportar os diferentes valores de MPPT do arranjo fotovoltaico para diferentes temperaturas.
- Procedimentos de rede: potência reativa, tensão de operação devem estar configuradas para a máxima eficiência do inversor.

A análise para dimensionamento do inversor deverá ser sempre para o pior caso, ou seja, devem ser consideradas as temperaturas mais quentes e mais frias da região.

Em um projeto de uma UFV de 27 MW_{ac}, vamos utilizar o módulo da Canadian Solar apresentado na figura 17 de 290 W de Potência nominal e o inversor descentralizado HUAWEI SUN 2000-60KTL de 60 KW de potência, cuja folha de dados técnicos é apresentada na figura 18, para analisar o processo de validação da escolha do inversor considerando o pior caso.

Figura 18 – Dados técnicos do inversor Huawei Sun 2000-60KW

2.1 SUN2000-60KTL , no fuse, no external fans, 4 MPPTs, 8 strings smart monitoring , easy to install			
Type	SUN2000-60KTL		
Efficiency		Protection	
Max. efficiency	99.00%	Input-side disconnection device	Yes
EU efficiency	98.80%	Anti-islanding protection	Yes
Input		Protection	
Max. DC usable power	67300W	AC over current protection	Yes
Max. input voltage	1500V	DC reverse-polarity protection	Yes
Max. input current per MPPT	22A	PV string fault monitoring	Yes
Min. operating voltage	600V	DC surge arresters	Type II
MPP voltage(rated power)	600-1450V	AC surge arresters	Type II
Rated input voltage	1080V	Insulation monitoring	Yes
		RCD monitoring	Yes
Max. number of inputs		General data	
Max. number of inputs	8	Dimensions(W/H/D)	1020×630×260 mm
Number of MPP trackers	4	Weight	65kg
Output		Cooling	
Rated AC output power	60000W	Operating temperature range	-25°C~+60°C
Maximum AC output Power	66000VA	Relative humidity (non-condensing)	0~100%
Rated output voltage	3W+PE/800V	DC connector	Amphenol H4
Frequency	50/60HZ	AC connector	Waterproof PG terminal + OT connector
Max./Rated output current	48A / 43.3A	Protection degree	IP65
Adjustable power factor	0.8 LG ... 0.8 LD	Self-consumption at night	< 3w
Max. THD	< 3%	Topology	Transformerless
Display and Communication		Noise emission	
Display	LED + APP on smartphone	Warranty	50dB
RS485 / PLC	Yes / Optional		5 years, 10/15/20/25years optional
USB	Yes		



Standard compliance	
Safety/EMC	EN/IEC 61000-1, EN/IEC 61000-2, EN/IEC 61000-3, EN/IEC 61000-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2 ABNT NBR 16149/16150/62116, etc.
Grid code	VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, ABNT, ANEEL
Software model	ATP model, ANATEM model

Fonte: Huawei (2017).

Com a folha de dados técnicos do módulo e do inversor, é feita a análise de dimensionamento, usando os dados solicitados. Por exemplo, na figura 17, são coletadas as seguintes informações técnicas:

Dados do módulo:

- Módulo monocristalino
- Potência do módulo = 290 Wp ($V_{mpp} \cdot I_{mpp}$)
- I_{sc} (STC) = 9,59 A
- V_{oc} (STC) = 38,7 V
- V_{mpp} (STC) = 31,9 V
- I_{mp} (STC) = 9,09 A
- T_k (P_{max}) = -0,41%/°C
- T_k (V_{oc}) = -0,31%/°C
- T_k (I_{sc}) = 0,05%/°C

Temperatura ambiente: -10 °C até 30 °C e no Brasil de 20 °C até 40 °C.

Temperatura máxima do módulo: 70 °C (30 °C + 40 °C).

Temperatura mínima do módulo: -10 °C.

ΔT é a temperatura do módulo 25 °C (STC).

ΔT_1 (-10 °C) = (-10 °C - 25 °C) = - 35 °C.

ΔT_1 (70 °C) = (70 °C - 25 °C) = 45 °C

Com os dados técnicos separados, os mesmos serão aplicados em cada uma das fórmulas abaixo, referentes às condições limítrofes de operação do módulo fotovoltaico (HERZOG, 2016):

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)] \quad (9)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)] \quad (10)$$

$$V_{mpp}(T) = V_{mpp}(STC) * [1 + (\Delta T * T_k)] \quad (11)$$

$$\frac{N^{\circ} \text{ de módulos}}{N^{\circ} \text{ de strings}} = \frac{V_{mppt}}{V_{mpp}(\text{mais quente})} \quad (12)$$

$$I_{max \text{ inverter}} > I_{sc}(\text{mais quente}) \quad (13)$$

Aplicando os dados, temos:

$$V_{mpp}(-10^{\circ}\text{C}) = 31,9 * [1 + (-35 * -0,031\%)] = 35,36 \text{ V}$$

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = 38,7 * [1 + (-35 * -0,031\%)] = 42,9 \text{ V}$$

$$V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = 31,9 * [1 + (45 * -0,031\%)] = 27,45 \text{ V}$$

Dados do inversor:

- HUAWEI SUN 2000-60KTL
- MPPT = 4
- *Strings* = 8
- $P_{dc \text{ max}}$ = 67,3 KW
- $V_{mpp \text{ min}}$ = 600 V
- $V_{mpp \text{ max}}$ = 1.450 V
- $V_{dc \text{ max}}$ = 1.500 V
- $I_{max \text{ por MPPT}}$ = 22 A

Número de módulos:

$$n^{\circ} \text{ de módulo para } P_{vmax} = \frac{1.500}{42,9} = 34,97 \text{ módulos por string}$$

$$n^{\circ} \text{ de módulo para } P_{vmin} = \frac{600}{27,45} = 21,86 \text{ módulos por string}$$

Vamos utilizar as 8 *strings* com 30 módulos cada.

Validando a utilização do inversor, temos:

$$\begin{aligned}
 V_{mpp} (70^{\circ}\text{C}) &= 30 * 27,45 = 823,5\text{V} > 600\text{V} (V_{mpp} \text{ min do inversor}) - OK \\
 V_{mpp} (-10^{\circ}\text{C}) &= 30 * 35,4 = 1062\text{V} < 1450\text{V} (V_{mpp} \text{ max do inversor}) - OK \\
 V_{oc} (-10^{\circ}\text{C}) &= 30 * 42,9 = 1287\text{V} < 1500\text{V} (V_{dc} \text{ max inversor}) \\
 I_{sc} &= 8 * 9,59 = 76,72 < 88\text{A} (I_{max} \text{ mpp} = 22 * 4) - OK
 \end{aligned}$$

Portanto, concluímos que a escolha do inversor atende aos requisitos técnicos para a faixa de piores situações de menores valores de temperatura e maiores valores de temperatura.

Podemos concluir que mesmo quando a temperatura ambiente estiver no seu maior valor, ainda assim, o gerador fotovoltaico estará gerando uma tensão mínima de 796 V, suficiente para inicializar o inversor.

E no outro extremo, quando a temperatura ambiente estiver no seu menor valor, o gerador estará gerando uma tensão máxima de 1.024,4 V, inferior ao limite suportado pelo inversor de 1.450 V para derrubar o inversor.

Normalmente, os fabricantes informam nos dados técnicos a degradação da potência, mas é preciso calcular a degradação da tensão durante o período da garantia dos módulos.

Conforme dados técnicos do módulo da Canadian, a degradação será:

- 1º ano = 2,5%.
- Cada ano seguinte = 0,5% por ano.
- Garantia da potência para 25 anos = 85,5%.
- Garantia da potência para 30 anos = 83%.

Para o cálculo da degradação da tensão, utiliza-se a seguinte fórmula (HERZOG, 2016):

$$\begin{aligned}
 V_{min} (anos) &= V_{min} * (1 - DEG)^{anos} & (14) \\
 V_{min} (25) &= 796,06 * (1 - 0,005)^{25} = 702,3\text{V} > 600\text{V}
 \end{aligned}$$

Como a tensão mínima fornecida pelo gerador fotovoltaico daqui a 25 anos ainda será maior que a tensão mínima de inicialização do inversor, a condição é atendida.

Calculando o *power ratio* do inversor, temos (ABNT NBR 14039:2005):

$$P_{fv} = 290V * 29 \text{ módulos} * 8 \text{ strings} = 67,28 \text{ KWdc}$$

$$P_{inv AC} = 60 \text{ KWac}$$

$$Pratio = \frac{P_{in inversor DC}}{P_{PV array}} = \frac{60}{67,28} = 0,89 > 0,8 \text{ e } < 1,2 \text{ OK}$$

Concluindo a análise, para o atendimento da UFV de 27 MWac serão necessários 450 inversores descentralizados de 60 KWac, gerando energia por meio de 104.400 módulos fotovoltaicos de 290 Wp. O projetista deverá aprofundar esta análise por meio de software apropriado, simulando outros modelos de inversores e de módulos. Por exemplo, se o módulo escolhido tivesse sido de 330 Wp, a quantidade de módulos passaria a ser de 82.800 módulos.

A tabela 3 pode ser usada pelo projetista para realizar uma avaliação comparativa entre diferentes tipos de inversores com as diferentes soluções.

Esta tabela possibilitará ao projetista realizar uma avaliação técnica comparativa com o valor de R\$ por MW de energia gerada.

Tabela 3 – Comparação entre os projetos de inversores para UFV

ITENS DA AVALIAÇÃO	FABRICANTE 1 MODELO X	FABRICANTE 2 MODELO Y
POTÊNCIA POR INVERSOR KW	VALOR	VALOR
POTÊNCIA TOTAL KW	VALOR	VALOR
EFICIÊNCIA	%	%
FATOR DE POTÊNCIA	VALOR	VALOR
NÚMERO DE SKIDS	QUANTIDADE	QUANTIDADE
NÚMERO DE INVERSORES POR SKID	QUANTIDADE	QUANTIDADE
TEMP REFERÊNCIA POT MÁX °C	VALOR	VALOR
ÁREA DE MONTAGEM	m ²	m ²
TIPO DE INSTALAÇÃO	INTERNA / EXTERNA	INTERNA / EXTERNA
REFRIGERAÇÃO	TIPO	TIPO
GRAU DE PROTEÇÃO	PADRÃO	PADRÃO
NÚMERO DE ENTRADAS DC	QUANTIDADE	QUANTIDADE
TRANSFORMADOR ELEVADOR	PAD-MOUNTED? SIM / NÃO	PAD-MOUNTED? SIM / NÃO
PROTEÇÃO POR RELÉ	SIM / NÃO	SIM / NÃO
DISJUNTOR	SIM / NÃO	SIM / NÃO
LOCAL DE ENTREGA	FÁBRICA / OBRA	FÁBRICA / OBRA
PEÇAS SOBRESSALENTE	SIM / NÃO	SIM / NÃO
SUPERVISÃO DE MONTAGEM	SIM / NÃO	SIM / NÃO
COMISSIONAMENTO	SIM / NÃO	SIM / NÃO
TREINAMENTO	SIM / NÃO	SIM / NÃO
TIPO DE SUPERVISÃO/GERÊNCIA	TECNOLOGIA	TECNOLOGIA
GARANTIA	ANOS	ANOS
VISITA O&M	SIM / NÃO	SIM / NÃO
PREÇO POR INVERSOR COM IMPOSTOS R\$	R\$	R\$
PREÇO POR MW COM IMPOSTOS R\$	R\$	R\$

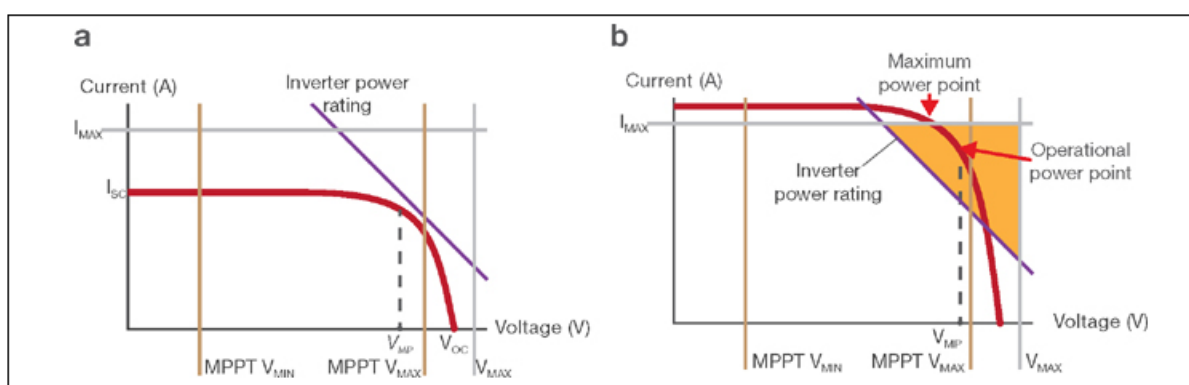
Fonte: Elaboração própria (2017).

O *power ratio* menor que 1, conforme já explanado anteriormente, deve ser analisado criteriosamente. O projetista deverá consultar o fabricante e os manuais técnicos para saber se o inversor atende às especificações técnicas para trabalhar nessas condições sem que a corrente máxima do inversor seja ultrapassada.

O projeto com *power ratio* menor que 1 é muito utilizado por projetistas no Brasil e no mundo, em virtude da necessidade de melhoria de performance na geração e de máximo aproveitamento dos módulos fotovoltaicos e *strings* nos momentos de menor irradiação solar, decorrente das condições climáticas e do posicionamento do Sol durante o dia.

No gráfico 7 (a), observa-se o comportamento da MPP do *array* fotovoltaico projetado para trabalhar dentro faixa de potência do inversor. E no gráfico 7 (b), observa-se o comportamento da curva da corrente (I) e da tensão (V) quando o *array* fotovoltaico está superdimensionado para trabalhar com a potência máxima acima da faixa de potência do inversor. Durante os períodos de máxima performance, o inversor irá reduzir a corrente para se adequar à potência extra, garantindo que a corrente máxima do inversor nunca seja ultrapassada (NEIL; STAPLETON; MARTELL, 2017, p. 2670).

Gráfico 7 – *Power ratio* do inversor em condição normal de operação e superdimensionado



Fonte: NEIL; STAPLETON; MARTELL (2017).

7.3.2 Projeto de cabeamento DC

O dimensionamento e a escolha dos cabos utilizados em uma UFV seguem as normas brasileiras de instalações elétricas de baixa tensão (ABNT NBR 5410:2004) e instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV (ABNT NBR 14039:2005). Existem particularidades nos cabos usados em uma UFV que devem ser levados em consideração, conforme as normas e descrição abaixo:

- Os limites de tensão, corrente e temperatura do cabo no qual a *string* fotovoltaica ou a *array* serão conectados. Para estes cálculos, conforme já explicado, considera-se o pior caso para o Voc do módulo, na temperatura mais baixa.
- Os limites da corrente de curto-circuito considerando a metodologia de acomodação e agrupamento do cabo, conforme determina a norma ABNT NBR 5410:2004.
- Cálculo da queda de tensão, que deve ser minimizada ao máximo. Normalmente, aceita-se uma perda de até 3% em decorrência da queda de tensão.
- Cabos protegidos de raios ultravioletas (UV), livres de halogênio, para não pegar fogo, e cobre estanhado, para uma melhor conexão (ABNT NBR 13248:2015).

O projeto de cabeamento da UFV deve ser planejado com o objetivo de redução das perdas elétricas e menor custo do projeto. O projetista deve avaliar a melhor rota dos cabos, pensando nas condições de operação do dia a dia, teste e solução de problemas.

Como regra geral, as perdas somadas em todos os cabos não podem ultrapassar 2% da potência nominal instalada na UFV.

$$\Delta P = I^2 * R \text{ sendo que } R = \rho * \frac{L}{S} \quad (15)$$

L= comprimento do cabo; S = Seção transversal do condutor em mm²;

ρ = coeficiente de resistividade

As perdas reais em campo são menores que as perdas calculadas, em decorrência deste conhecimento, os projetistas normalmente aplicam um fator de utilização do cabo para corrigir as perdas:

$$Perdas\ reais = fator\ de\ utilização * perdas\ nominal \quad (16)$$

De acordo com a norma ABNT NBR 5410:2004, a corrente máxima permitida para o tipo de condutor e a seção escolhida deve ser superior à corrente nominal através do condutor. Esse estudo será feito entre os módulos e os inversores.

Outra análise necessária é a da queda de tensão. O condutor é dimensionado para assegurar que as perdas de potência no cabo estejam dentro de limites aceitáveis e que exista o equilíbrio entre os benefícios técnicos e o investimento.

Será necessária a análise de tensão entre os trechos seguintes:

- Entre os módulos fotovoltaicos e a *string box*.
- Entre as *string boxes* e os inversores.
- Entre os inversores e o painel de baixa tensão.

Cada análise deverá estar em linha com o item 6.2.7.1 da norma ABNT NBR 5410:2004.

No setor DC, são usados dois cabos para cada *string*, um correspondente ao polo positivo e o outro ao polo negativo.

Nas extremidades, são instalados os conectores MC4 para realizar as emendas e conexões junto às caixas *string box* e aos inversores. Os conectores MC4 tornaram-se o padrão para conexão de cabos em uma UFV, pois oferecem segurança e praticidade à instalação.

Os cabos podem ser instalados em valas até os inversores, dependendo da característica do projeto. Os cabos selecionados poderão variar de 1,5 mm² até 6 mm² de espessura. O projetista precisará avaliar o custo-benefício em aumentar a bitola do cabo com o objetivo de reduzir as perdas. A análise consistirá em uma avaliação de redução de perdas do tipo: aumento da bitola do condutor versus aumento de módulos.

O dimensionamento dos cabos para corrente contínua e alternada deve priorizar os fatores de segurança, longevidade e performance.

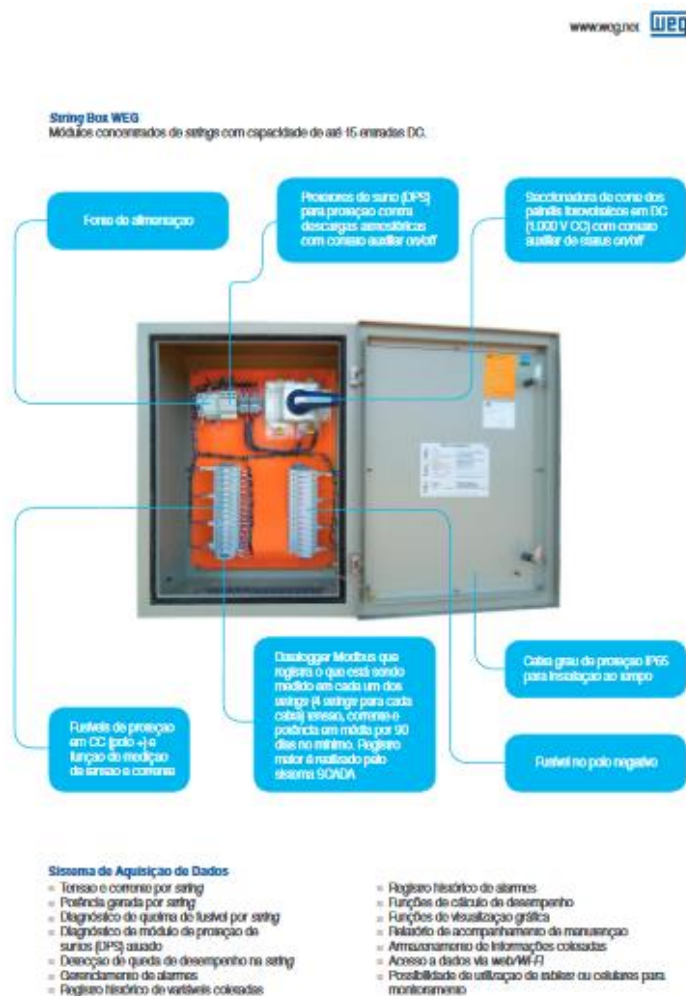
7.3.3 *String box*

A *string box* é a caixa de junção que conecta cada *string*, formando o *array* que será conectado ao inversor conforme mostrado na figura 18.

As conexões geralmente são feitas por meio de terminais com parafusos, que precisam ser de alta qualidade para garantir baixas perdas na conexão e evitar excesso de aquecimento.

A *string box*, além de ter a função de junção de várias *strings*, possui também a função de proteção e isolamento por meio de chaves com fusíveis e chaves seccionadoras (figura 19). A mesma possui grau de proteção IP 65 (proteção contra poeira e água) e, dependendo do projeto da UFV, múltiplos níveis de *string box* precisarão ser projetados.

Figura 19 – *String box* WEG



Fonte: WEG (2017).

Como se pode observar na fotografia 6 a seguir, a *string box* deverá possuir um aviso claro e visível de cuidado para lembrar que a mesma está energizada e que existe risco de choques, conforme as normas da ABNT. Deve também possuir uma

chave com fusível para proteção e isolamento individual da *string*, caso seja necessário.

Para garantir a proteção contra curto-circuito, recomenda-se que:

- A *String box* seja de material isolante.
- Os barramentos positivos e negativos estejam distantes e protegidos um do outro.
- A arquitetura da mesma seja tal, que impeça o risco de curto-circuito durante os serviços de instalação ou operação.

Fotografia 6 – *String box* Sindustrial (detalhes do material, sinalização de perigo e componentes de proteção)



Fonte: Própria (2017).

As proteções instaladas na *string box* incluem:

- Proteção contra sobrecorrente: acionada quando uma corrente de curto-circuito é detectada, isolando a *string* do inversor.
- Chave seccionadora: usada para desconectar manualmente a energia proveniente da *string*, em caso de necessidade de emergência ou de manutenção.
- DPS/terra: devem ser projetados para proteger os usuários e os componentes da UFV contra descargas elétricas resultantes de raios e curtos-circuitos.

7.4 PROJETO SISTEMA AC

7.4.1 Cabeamento AC

Já no lado de corrente alternada, o aumento da tensão entre o inversor e o transformador deve ser reduzido aos valores inferiores mínimos permitidos, de acordo com a norma ABNT NBR 5410:2004.

A queda de tensão em corrente contínua (DC) é calculada pela seguinte fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * P}{S * U} \quad (17)$$

Onde:

P = potência do parque gerador em W

L = comprimento do cabo em metros

ρ = resistividade do material condutor a 90 °C

2,198·10⁻² Ω·mm²/m para cobre; 3,597 10⁻² Ω·mm²/m para alumínio

S = seção transversal do condutor em mm²

U = tensão de máxima potência do campo gerador em V

A queda de tensão em corrente alterna (AC) trifásica é calculada pela seguinte fórmula:

$$\Delta V = \frac{\rho * L * P}{S * U} \quad (18)$$

Onde:

P = potência nominal do inversor

L = comprimento do cabo em metros

ρ = resistividade do material condutor a 90 °C

2,198·10⁻² Ω·mm²/m para cobre; 3,597 10⁻² Ω·mm²/m para alumínio

S = seção transversal do condutor em mm²

U = tensão AC em volts ($Z * I * \cos \alpha$)

7.4.2 Transformador

A energia gerada em uma UFV é de baixa tensão (BT), e a mesma precisa ser elevada para alta tensão (AT). Esta transformação é feita em duas fases, sendo que na primeira fase, um transformador instalado após o inversor eleva a tensão de baixa para média tensão (BT/MT de <1 kV para até 3,4 kV). A energia é transportada da subestação de média tensão instalada dentro da usina através da linha de transmissão até a subestação de conexão à rede de alta tensão. Será necessário a instalação de um transformador para elevar de média tensão para alta tensão (MT/AT > 34,5 kV) e conectar ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

Para usinas que utilizam inversores centralizados, será usual a instalação de um transformador de BT/MT para cada inversor e um grande transformador na subestação de conexão para elevar de MT/AT.

O dimensionamento desses transformadores pode ser um desafio para o projetista, que deverá dimensionar os transformadores de elevação BT/MT com a mesma potência (MVA) do inversor. Se a potência de geração for maior que potência nominal de trabalho do transformador, ocorrerá um superaquecimento, e a vida útil e a eficiência do mesmo serão reduzidas. O transformador deve ser escolhido mediante análise do custo-benefício das diferentes opções de projeto. A seleção vai depender do tamanho do transformador, da função dentro do sistema elétrico e da localidade de instalação. O tamanho do transformador dependerá da potência máxima (MVA) projetada da UFV a ser exportada para a rede.

A função dentro do sistema elétrico será definida pelas características de tensão primária e secundária a transformar.

O posicionamento físico do transformador deverá ser projetado de acordo com as condições do meio ambiente da localidade onde será instalada a UFV.

Para geração em plena capacidade da UFV, ou seja, fornecendo a potência ativa projetada, ou adicionalmente, suprindo ou absorvendo a potência reativa do sistema, é necessária a correta especificação do transformador elevador.

As principais características necessárias para o bom desempenho do transformador são:

- Potência.
- Tensão secundária (MT ou AT).

- Tensão primária (BT ou MT).
- Impedância de curto-circuito.

A proteção contra sobretensões no enrolamento de baixa tensão do transformador merece especial atenção devido à grande diferença de tensão entre BT/MT e MT/AT e, conseqüentemente, dos diferentes níveis de isolamento entre eles.

7.4.2.1 Transformador tipo pad-mounted

O transformador e o painel de baixa tensão são instalados em uma base com equipotencial de concreto. O transformador é constituído basicamente por um tanque, um compartimento de entrada dos cabos de média tensão (compartimento de MT) e um compartimento de saída dos cabos de baixa tensão (compartimento de BT).

Os compartimentos de média e baixa tensão são localizados lado a lado. Quando o transformador é visto de frente, o compartimento de MT está localizado à esquerda e o de BT, à direita.

Os compartimentos de média e baixa tensão têm portas de acesso independentes, sendo que a porta que dá acesso ao compartimento de MT somente pode ser aberta após a abertura da porta do compartimento de BT.

O compartimento de MT abriga:

- Os pontos de acoplamento com as buchas primárias (de dois circuitos).
- Os dispositivos que contêm os fusíveis tipo baioneta.
- A válvula de drenagem do óleo isolante.
- O ponto de aterramento do compartimento de MT.

O compartimento de Baixa Tensão abriga:

- Os quatro terminais para ligação dos cabos secundários (“X0” para o neutro, e “X1”, “X2” e “X3” para as fases).
- O termômetro indicador da temperatura do óleo isolante.
- O manômetro indicador da pressão interna no tanque.
- A válvula de alívio da pressão interna.
- O ponto de aterramento do compartimento de BT.

7.4.2.2 *Aterramento da estação de transformação*

Segundo a norma ABNT NBR 14039:2005, o sistema de aterramento é TTS. Para o aterramento serão utilizados dois circuitos:

Circuito de proteção, ao qual serão conectados:

- Chassis e racks de equipamentos de média e baixa tensão.
- Estrutura metálica do edifício.
- Blindagem externa dos cabos de média tensão.

E, em geral, todos os componentes metálicos que contenham e/ou suportem partes com tensão alimentada, que por falha ou contorno do isolamento à terra possam transmitir tensão.

Circuito de serviço, no qual estão ligados o neutro do transformador de potência e o dispositivo Anti-PID.

Os materiais que podem ser utilizados são os seguintes:

- Eletrodo de aterramento, haste de aço cobreada de 2 m de comprimento.
- Conector cabo-haste.
- Cabo de cobre de 35 mm².
- Caixa de aterramento.
- Cabo de cobre isolado 0,6 / 1 kV 35 mm².

7.4.3 **Subestação coletora 34,4 / 69 kV**

A construção ou ampliação da subestação coletora é um projeto que precisa ser feito em acordo com a concessionária da subestação. A empresa responsável pelo projeto de alta tensão deverá entrar em contato com a concessionária para obtenção da autorização de investigação e sondagem do solo onde será ampliada a subestação. O processo de sondagem a ser realizado deverá atender, no mínimo, os requisitos descritos nas seções seguintes, conforme determina os procedimentos de rede do ONS e da ANEEL.

7.4.3.1 Furos de sondagem

Sondagens a percussão (SPT) a partir de pontos selecionados, tais como bases de disjuntores, suportes de barramentos, pórticos de ancoragem de linhas e edificações. Para tanto, o posicionamento dos pontos a serem investigados constará de projeto próprio, com o desenho indicativo da locação dos furos propostos, a ser elaborado no início do projeto executivo. As sondagens a percussão deverão ser executadas por firmas especializadas com comprovada experiência e fiscalizadas pelo empreendedor.

7.4.3.2 Ensaios

Também pode ser necessária a execução de ensaios de amostras de solo, determinando as características e as propriedades dos materiais encontrados (peso específico, teor de umidade, resistência à compressão, ao cisalhamento etc.) para avaliação do comportamento dos solos quando submetidos às condições impostas pelas estruturas projetadas. A necessidade ou não destes ensaios será definida a partir da análise dos boletins de sondagens SPT a serem executados.

7.4.3.3 Terraplanagem e acabamento do terreno

Será necessário, após a sondagem e a aprovação da concessionária responsável pela subestação para realização da ampliação da mesma, a preparação do terreno onde será realizada a obra. Basicamente, as atividades macros necessárias são as descritas a seguir.

7.4.3.3.1 Limpeza do terreno

Limpeza e preparação do terreno, com colocação de britas, se necessário.

7.4.3.3.2 Área de corte

Avaliação da necessidade de corte de arbustos e matos. Realização de escavações para preparação das bases dos equipamentos e valas para passagem dos eletrodutos, canaletas e cabos. Todo o material retirado deverá ser transportado para aterros ou “bota-foras” devidamente licenciados e autorizados.

7.4.3.3.3 Acabamento

A área de operação do bay de conexão terá uma camada de brita estendendo-se, pelo menos, a 2 metros a partir do lado externo da cerca de proteção das áreas energizadas, quando estas não forem delimitadas por arruamento. A fim de impedir o aparecimento de vegetação, os terrenos das áreas de operação deverão receber tratamento adequado antes do lançamento da camada de brita.

A brita deverá ser distribuída em uma camada compacta, com altura mínima de 12 centímetros. Nas áreas onde serão realizadas obras civis de fundações, deverá ser realizada o recolhimento destas com posterior espalhamento das mesmas, com complemento ou substituição das áreas britadas caso necessário, conforme as já existentes no local.

7.4.3.3.4 Drenagem de águas fluviais

As obras desta nova entrada de linha deverão incluir um sistema de drenagem da água fluvial seguindo os critérios estabelecidos pela concessionária.

7.4.3.3.5 Cercas, alambrados e portões

Deverá ser avaliada a necessidade de instalação de cercas e portões de acesso na área ampliada. Durante a construção, a área em ampliação deverá ser isolada da área energizada com tapumes provisórios, até a finalização e aceitação dos serviços, quando os mesmos serão retirados do local.

Fotografia 7 – Subestação elevatória de MT/AT de usina fotovoltaica

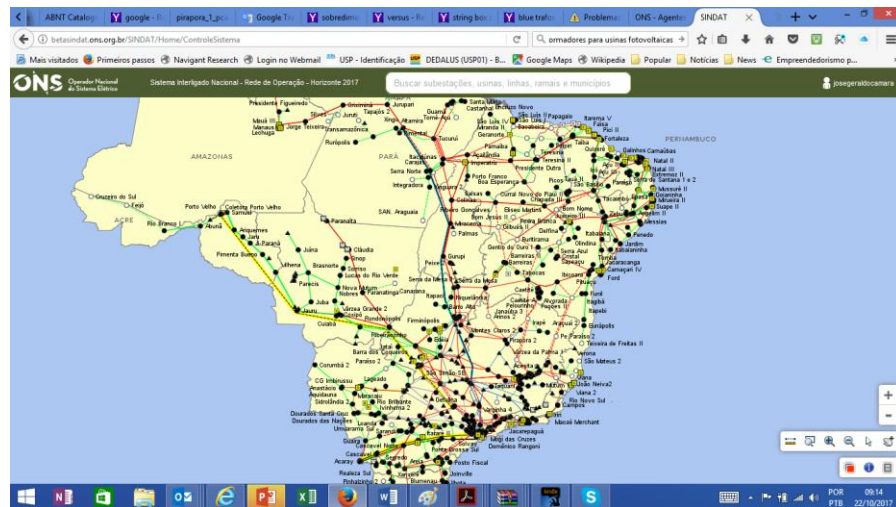


Fonte: Própria (2017).

7.4.4 Conexão com a rede

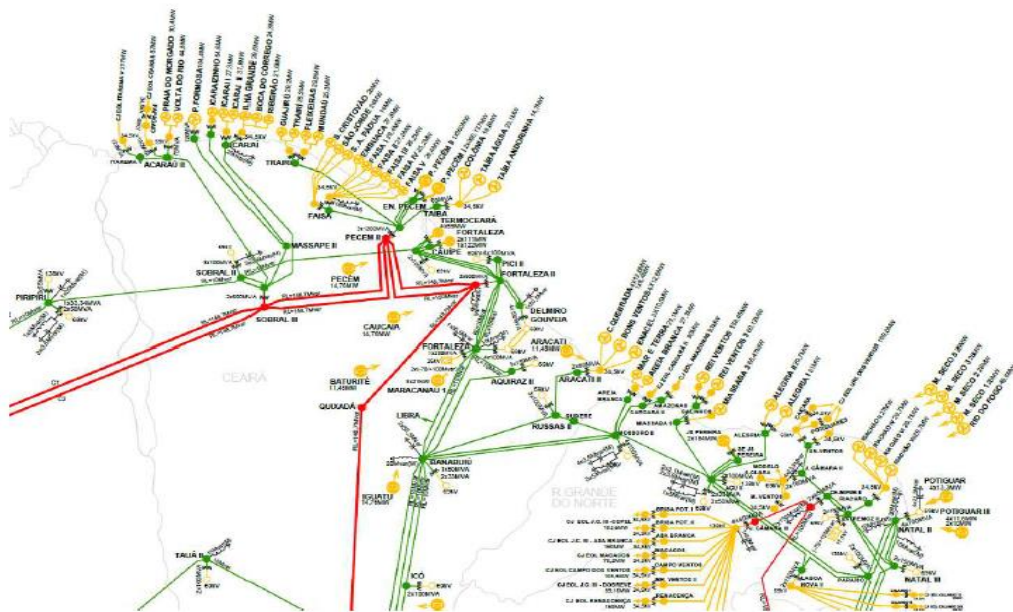
O projetista deverá realizar um estudo de conexão da UFV ao ponto mais próximo da usina. É necessária uma análise prévia, ainda durante o processo de escolha do terreno, para identificação da linha de transmissão e da subestação mais próxima do terreno que está sendo avaliado. Essa análise pode ser feita por meio de imagens de satélites, *in loco*, acompanhando a linha de transmissão até sua chegada à subestação mais próxima, ou por meio do site disponibilizado pelo ONS (SINDAT), que fornece as informações técnicas das linhas de transmissões e subestações que estão na rede básica do SIN.

Figura 20 – Banco de dados e mapas de informações da rede do SINDAT



Fonte: Site do ONS (2017).

Figura 21 – Base de dados da rede de transmissão e subestações do SINDAT



Fonte: Site do ONS (2017).

Identificando a subestação, o projetista deverá entrar em contato com a mesma e solicitar os procedimentos necessários para obtenção do parecer de acesso à rede. Após o contato, o projetista irá identificar a necessidade de projetos de ampliação de barramentos e novos vãos, e se há possibilidade para novas conexões na subestação.

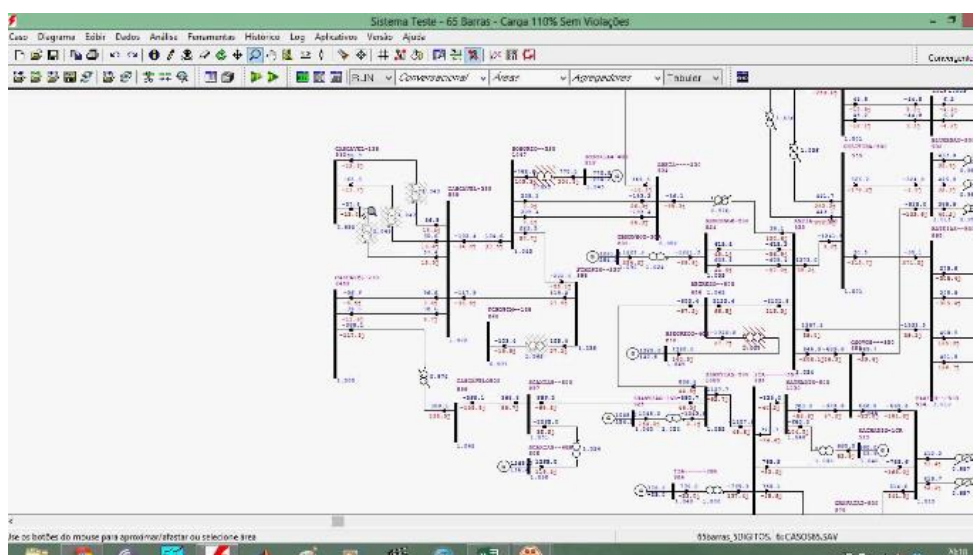
Após avaliações das necessidades técnicas e econômicas, será realizado o estudo de viabilidade, levando-se em conta o custo das obras e o tempo para

implementá-las. Caso o resultado seja desfavorável, inviabilizando a UFV no terreno escolhido, será necessário procurar um novo ponto de conexão. É em função desse tipo de problema que o estudo de conexão será realizado, ainda na fase inicial de definição do terreno.

O projetista ou empresa especializada contratada para realização do estudo utiliza como ferramentas de cálculos softwares de análise de rede.

Um dos softwares mais utilizados no Brasil é o ANARED, que foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), sendo o mais usado pelos agentes do setor. O software possui toda a base de dados do setor elétrico brasileiro e todas as ferramentas de cálculos necessárias para realização dos estudos. Reúne programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão.

Figura 22 – Software para análise e cálculo de ampliação de rede



Fonte: Site da CEPEL. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

O estudo deve avaliar a conexão da UFV com a potência projetada, com ênfase aos fluxos de carga em regime permanente e escoamento da geração a partir do ponto de conexão. O projetista também deve levar em consideração as futuras conexões à rede básica da mesma subestação que coincidirão com a data de conexão da UFV, pois isto poderá impactar no cronograma.

Nesse contexto, é necessário avaliar a capacidade instalada do sistema de transmissão (rede básica) para escoamento da produção de geração, quantificando os impactos da conexão frente aos requisitos de controle de tensão, fator de potência,

carregamento das linhas de transmissão e transformadores, segurança operativa e confiabilidade na rede elétrica regional.

7.4.5 Linha de transmissão

O traçado da linha de transmissão deverá ser otimizado, de modo a obter o melhor trajeto no percurso entre a SE coletora do empreendimento e a SE do ponto de conexão, considerando as características planialtimétricas do terreno, negociações fundiárias prévias, mas também tendo como premissa a geração de impactos ambientais restritos ao mínimo necessário, resultando em um traçado final com desvios das zonas de proteção ambiental.

O projetista deverá analisar todo o trajeto pensando na melhor estrutura a ser utilizada, considerando as possíveis dificuldades de acesso e logística.

Fotografia 8 – Linha de transmissão na saída da subestação elevadora de MT/AT



Fonte: Própria (2017).

Após a definição do melhor traçado da LT, o projetista deverá dimensionar o condutor que escoará a energia produzida, levando-se em consideração no dimensionamento os aspectos técnicos, econômicos e logísticos, visto que os maiores custos no projeto estão nos itens torres e cabos, que são os mais difíceis de transportar e instalar. Assim, o projetista deve dedicar especial atenção à escolha desses dois itens.

Para o cálculo da linha de transmissão, o projetista deverá seguir a norma ABNT NBR 5422:1985.

8 OBRA

8.1 VISÃO GERAL

Neste capítulo, serão apresentadas todas as fases do gerenciamento de uma obra em uma usina fotovoltaica, seguindo as metodologias de gerenciamento de projetos visando a execução da obra no prazo e no custo planejados. Portanto, o objetivo é construir o projeto dentro dos níveis de qualidade requeridos, respeitando as questões ambientais, de segurança e saúde.

8.2 DESENVOLVIMENTO DO CONTRATO

Uma das primeiras missões que o empreendedor tem no início do desenvolvimento do projeto, além das já mencionadas anteriormente, é definir a estratégia contratual para o fornecimento dos serviços de construção da UFV.

Existem algumas estratégias que o empreendedor pode adotar, seja aquela em que uma EPC, por meio de um contrato *turnkey*, gerencia todas as fases da obra com diversos fornecedores, ou aquela onde o empreendedor gerencia diferentes empresas, realizando as diferentes frentes de obra dentro da usina.

Cada uma delas possui vantagens e desvantagens que precisam ser medidas, e cabe ao empreendedor, baseado em sua experiência e no *benchmarking* do mercado, fazer a sua escolha.

Em uma obra de construção de uma usina fotovoltaica, existem diferentes especialidades técnicas que precisam ser desenvolvidas e gerenciadas com

sincronismo e interdependência. Seja dentro do conceito de uma EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), gerenciando diversos fornecedores, seja por meio de uma empresa que executa todos os serviços, ambas terão a dificuldade em trabalhar com as diferentes especialidades técnicas.

No planejamento da obra, é importante considerar como será a interface entre as diversas frentes de trabalho. Como muitas destas frentes serão interdependentes, o ideal é a construção de um cronograma-mestre com o acordo de todos os envolvidos e gerenciado por um gerente de projeto.

8.3 PLANEJAMENTO E CRONOGRAMA

O objetivo do planejamento é a realização de todas as atividades envolvidas no melhor prazo, com a melhor qualidade e o menor custo. Essa atividade se torna mais desafiante quando existem diferentes fornecedores que precisam realizar os serviços com sincronismos entre eles. Em decorrência disso, o empreendedor deve desenvolver em conjunto com seus fornecedores um cronograma-mestre e, baseado nesse cronograma, cada subfornecedor deve ter o seu próprio cronograma negociado no contrato.

Esse plano deve incluir:

- Todas as tarefas, subtarefas e a duração de cada uma.
- Plano de segurança, medicina e meio ambiente.
- Interdependências entre as tarefas.
- Atividades críticas.
- Acompanhamento entre o previsto e o realizado.
- Plano de compras e logística dos equipamentos.
- Atividades de projeto.
- Obras de engenharia civil, elétrica e mecânica.
- Comissionamento.
- Operação comercial.

É fundamental que o cronograma estipule os marcos principais (*milestones*) com os objetivos a serem alcançados, e que todos esses objetivos sejam consolidados por meio de cláusulas contratuais com penalidades em caso de atrasos ou bônus em caso de antecipação da entrega. Um profissional chamado planejador desenvolverá o

plano em conjunto com os gerentes de projeto de cada contrato, e analisará eventuais atrasos em torno de um marco para decidir as ações que serão tomadas para recuperação do atraso.

As empresas contratadas devem apresentar em conjunto com o cronograma, um plano de recuperação de atrasos quando estes ocorrerem. O plano deverá indicar como a contratada mobilizará as equipes para recuperar eventuais atrasos na obra. Basicamente, o plano deverá incluir:

- Estudo de produtividade.
- Tecnologias construtivas e racionalizadas.
- Plano de ataque.
- Estudo de aceleração racional.
- Custo envolvido na mobilização x custo do atraso.
- Simulação de novo cronograma.

Junto com o cronograma de obras, o empreendedor deverá elaborar com as empresas contratadas o cronograma físico-financeiro, que deverá estar alinhado com o cronograma de obras. No cronograma físico-financeiro, estarão previstos todos os marcos de entrega de serviços ou compra de equipamentos e os desembolsos financeiros, por meio da aprovação das medições dos serviços ou por meio das compras dos equipamentos.

No fluxo de desembolso, existirão serviços que serão pagos somente após a conclusão total, outros que serão pagos por percentual executado e alguns que serão pagos adiantados. É de fundamental importância para o empreendedor ter os marcos e seus fluxos de caixa muito bem estabelecidos e provisionados para que a questão financeira não seja um problema na obra.

O cronograma físico-financeiro é normalmente solicitado pelos agentes financeiros responsáveis pelo financiamento da obra para acompanhamento mensal da quantidade financeira que está sendo investida dentro do cronograma planejado.

O efetivo gerenciamento do cronograma físico-financeiro e o cronograma da obra deverão considerar os seguintes aspectos:

- Verificação se o projeto está sendo executado no prazo e dentro do orçamento.
- Verificação se os serviços executados estão dentro dos padrões de qualidade e se foram finalizados.

- Gerenciamento da lista de pendências a reparar nos prazos.
- Gerenciamento das perdas de materiais e/ou defeitos, para gestão das perdas financeiras e/ou gestão de garantia.
- Plano de contingência orçamentária, com a previsão de todos os fluxos de pagamentos previstos.
- Gerenciamento do cronograma físico-financeiro, comparando previsto versus realizado.
- Comissionamento da obra e direcionamento para que os responsáveis resolvam as pendências, caso existam.
- Retenção contratual prevista até que todos os serviços sejam aceitos e testados.
- Emissão do termo de aceitação da obra quando as contratadas já estiverem com todos os serviços concluídos e testados.

8.4 CONSTRUÇÃO DOS ACESSOS AO TERRENO

Geralmente, os terrenos escolhidos para a construção de uma UFV ficam em lugares de difícil acesso e longe dos grandes centros. Muitas vezes, para chegar ao terreno da UFV, será necessário a construção ou o reparo de estradas principais e estradas internas à usina. Durante a obra, um volume grande de carretas transportando equipamentos e materiais, máquinas pesadas, como tratores, e empilhadeiras deverá ter acesso ao local, e as estradas precisarão serem preparadas para tal.

As construções das estradas devem estar de acordo com o projeto da UFV que engloba todas as autorizações, inclusive as de aspecto ambiental. As estradas precisam ser sinalizadas com placas e bandeiras de acordo com a sinalização dos locais e a segurança do tráfego. Outro aspecto importante é a construção de vales de escoamento de águas fluviais para evitar a formação de erosão nas estradas e nas usinas que serão construídas ao redor.

Fotografia 9 – Obras de construção da estrada de acesso



Fonte: <http://www.omossoroense.com.br/empresa-inicia-instalacao-de-usina-solar-em-assu/>

Conforme mostrado na fotografia 9 acima, dependendo do tamanho da estrada a ser construída, serão necessários equipamentos pesados como rolo compressor, tratores, retroescavadeiras etc.

8.5 LIMPEZA E PREPARAÇÃO DO TERRENO

O processo de limpeza do terreno, conforme já apresentado anteriormente, só poderá ser iniciado após as autorizações e licenças dos órgãos ambientais para supressão vegetal e ação para deslocamento da fauna residente no local onde será instalada a UFV.

Logo após a supressão vegetal, inicia-se o trabalho de terraplanagem com movimentação e compactação de terra para garantir que o local esteja adequado para a instalação das fundações de estacas para mesas de fixação dos módulos fotovoltaicos. Também serão construídas as estradas de acessos internos na UFV, possibilitando a entrega dos equipamentos por carretas pesadas, e as vias necessárias para acesso aos trabalhadores que montarão as placas fotovoltaicas.

Os trabalhos de terraplanagem podem incluir:

- Movimentação de terra de um local com excesso para outro com necessidade.
- Escavação de valas para passagem de cabos de baixa e média tensão.

- Construção de acessos internos entre as fileiras de módulos e entre as áreas de atendimento por inversores.
- Compactação do solo e instalação de guias para escoamento da água de chuvas para evitar a formação de erosões e desmoronamentos.
- Podem-se usar os entulhos e restos de vegetação oriundos da supressão vegetal para complemento de valas e compactação do solo.

O empreendedor já deverá conhecer as necessidades de obras de terraplanagem no início do processo da escolha do terreno, para que não haja surpresas desagradáveis e gastos não previstos.

Deve ser preparado um plano de gerenciamento ambiental específico para o processo, mitigando os riscos que o projeto pode acarretar à fauna e a flora local. Uma equipe de profissionais de segurança e meio ambiente deve acompanhar de perto esse trabalho, realizando a fiscalização necessária para proteção dos profissionais e do meio ambiente.

Fotografia 10 – Terreno antes da supressão vegetal



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 11 – Terraplanagem e compactação do terreno



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 12 – Construção de valas e lançamento de cabos



Fonte: Própria (2017).

8.6 SEGURANÇA E PROTEÇÃO DA UFV

Os investimentos dispendidos em uma UFV são da ordem de centenas de milhões de dólares. E, na maioria das vezes, após a entrega da UFV, o recurso de pessoal residente para operação é mínimo ou quase nenhum, pois a supervisão e mesmo operação são feitas remotamente por meio do sistema SCADA. Em decorrência, o empreendedor deverá investir em sistemas de segurança patrimonial, como câmeras e sensores de vigilância em toda área da UFV, para reduzir ao máximo o risco de roubos, vandalismos e adulteração dos equipamentos instalados. Também é de fundamental importância a realização de seguro patrimonial, operacional e de responsabilidade civil para proteção do empreendimento de eventuais sinistros que venham a ocorrer.

As ações de segurança para proteção da UFV podem incluir (IFC, 2015, p.87):

- Cercas e portões de acesso com arames farpados e sensores de presença circundando toda a UFV, para evitar o acesso de pessoas não autorizadas.
- Preservação ou plantação de vegetação do lado de fora da cerca, a fim de proteger visualmente a parte interna da UFV e evitar a passagem de animais por baixo da cerca da UFV.
- Segurança eletrônica por circuito fechado CATV, iluminação de presença, sensores infravermelhos ou de micro-ondas podem ser usados para disparar alarmes para o centro de supervisão e alertar o vigilante local para eventual investigação.
- O empreendedor deverá avaliar, pelo histórico da região, a necessidade de manter um vigilante no local ou de um vigilante volante, alertado por meio de alarme.
- Também existem dispositivos de proteção dos módulos fotovoltaicos, equipamentos mais visados em uma UFV, como resinar os parafusos de fixação, impossibilitando a retirada dos mesmos.

Fotografia 13 – Cerca de proteção da UFV (detalhe da vegetação na borda da cerca)



Fonte: Própria (2017).

8.7 CONSTRUÇÃO DA FUNDAÇÕES E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

O projeto da UFV deve ser todo dimensionado com marcações por meio de GPS e estaqueamento em campo com as medições de alta precisão. É durante o projeto que se definem as posições das mesas, os locais e as valas por onde os cabos passarão e cada estaca das mesas ou dos *trackers* que sustentarão os módulos, estando as mesmas milimetricamente marcadas em campo para a sua instalação.

É realizada sondagem em campo em busca de possíveis obstáculos, tais como redes subterrâneas existentes (dutos da Petrobrás ou rede de transmissão de outras usinas), a presença de rocha que exigirá um esforço para remoção, ou, dependendo do custo, a readequação do layout da planta.

8.7.1 Fixação das estacas para suporte dos módulos fotovoltaicos

A primeira estrutura a ser fixada na planta são as estacas de fixação dos módulos fotovoltaicos. Para ambas as tecnologias, de estrutura fixa ou com seguidor (*tracker*), será necessária a fixação das estacas.

No capítulo 5.2.7, foi abordada a necessidade do estudo geológico. Esse estudo inclui o teste de *pull out* para avaliar e testar os diferentes tipos de estacas e fabricantes sob as condições geológicas do terreno da UFV.

Como mostra a fotografia 14, as estacas normalmente são fixadas com equipamento bate-estacas, que possuem precisão de fixação em profundidade e localização. Esses equipamentos já possuem GPS instalados, marcadores a laser e sistema de correção de fixação automática que não requerem acertos manuais.

A profundidade de fixação das estacas deve ser prevista em projeto levando-se em conta o esforço que as mesmas suportarão por meio das estruturas de *trackers*, quantidades de módulos, velocidade do vento, tipo de solo (duro, mole, rochoso etc.).

Fotografia 14 – Marcação e fixação das estacas



Fonte: Própria (2017).

O teste de *pull out* deve ser feito depois de definido o terreno no início do projeto, por meio de fixações, retiradas na vertical e aplicação de forças na horizontal, de acordo com o procedimento-padrão para esse tipo de teste.

Para cada ponto testado, são feitas as compressões verticais e horizontais e medidas as forças aplicadas.

O cálculo das estacas é baseado na evidência do resultado do teste de *pull out*, que produzirá o resultado da resistência necessária de que a estaca precisará, de acordo com a composição geológica do terreno. A resistência da estaca é calculada em campo de acordo com a norma ABNT NBR 6122:2010 (p. 30), capítulo 6.2.1.2.2.

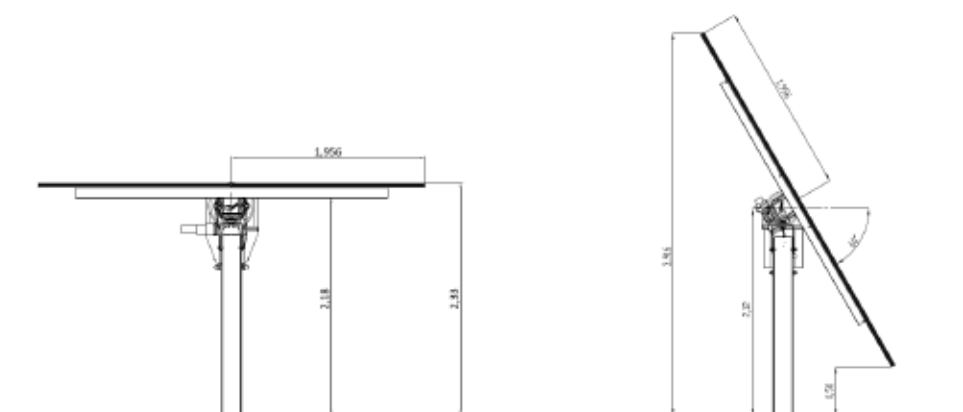
Uma vez definidas as variáveis de fixação das estacas, tipo de estaca, características do material, profundidade de fixação, altura do solo e pontos de marcação onde as mesmas serão fixadas, inicia-se a obra de fixação.

O projetista deverá planejar a distribuição das estacas em campo conforme a quantidade de fixações previstas no terreno. Esta logística facilita o trabalho, permitindo o aumento da produtividade.

8.7.2 Montagem dos *trackers* e módulos fotovoltaicos

Após a instalação das fundações com as estacas, o próximo passo será a montagem da estrutura de fixação dos módulos, seja por tecnologia fixa ou com seguidor (*tracker*). Embora existam diferentes tecnologias de montagem para fixação dos módulos fotovoltaicos, será apresentada uma estrutura que utiliza um poste, com equipamento de *tracker* SOLTEC de um eixo, instalado conforme a figura 23.

Figura 23 – Estrutura de fixação de módulos fotovoltaicos com seguidor (*tracker* Soltec)



Fonte: Soltec (2017).

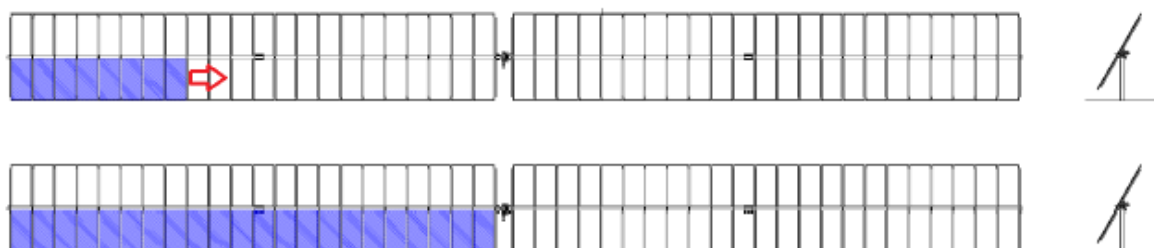
Este projeto permite uma linha única com fixação de postes verticais espaçados e enfileirados, reduzindo o número de penetrações no solo comparado com o de linha dupla de postes.

Na estrutura apresentada na figura 23, o *tracker* SOLTEC possui um motor com sensor para acompanhamento do movimento solar. O ângulo de elevação (*tilt*)

do *tracker* é determinado pelo projeto e, nesta tecnologia, poderá variar de -60° até $+60^\circ$, com a posição de descanso no ângulo de 0° na horizontal.

Para instalação dos módulos, conforme procedimento de instalação da Soltec, o *tracker* deverá estar na posição de 0 a 60° . Os módulos serão instalados em 4 fases para reduzir ao mínimo o desequilíbrio produzido pelo peso dos módulos na estrutura, conforme figura 24:

Figura 24 – Processo de instalação dos módulos – sequência 1

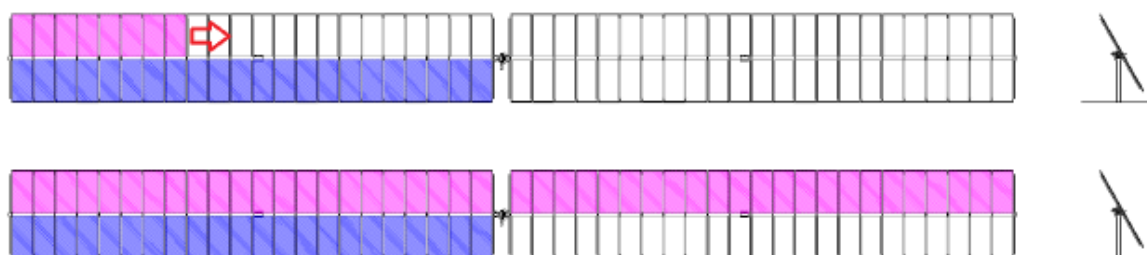


Fonte: Soltec (2017).

Serão instalados de 22 a 23 módulos correspondentes, a partir do extremo do *tracker*, avançando até chegar ao suporte do motor.

Depois, será mudada a posição de inclinação oposta à primeira parte, agora, entre 0° a -60° , para instalação dos módulos do lado oposto, começando do mesmo extremo realizado na fase anterior, chegando até o final do *tracker*, adicionando assim mais 45 módulos fotovoltaicos.

Figura 25 – Processo de instalação dos módulos – sequência 2



Fonte: Soltec (2017).

Na próxima etapa, volta-se o *tracker* à posição de 0° a 60° para a instalação dos módulos restantes. Observe-se que o processo de instalação é feito buscando o complemento através do equilíbrio da estrutura.

Figura 26 – Processo de instalação dos módulos – sequência 3



Fonte: Soltec (2017).

Uma vez colocados e fixados todos os módulos à estrutura, o *tracker* deverá ser posicionado na posição de 0° , posição de defesa (STOW), finalizando o processo de instalação dos módulos no *tracker*.

Fotografia 15 – Instalação dos módulos em estrutura com *tracker* posição de 0° a -60°



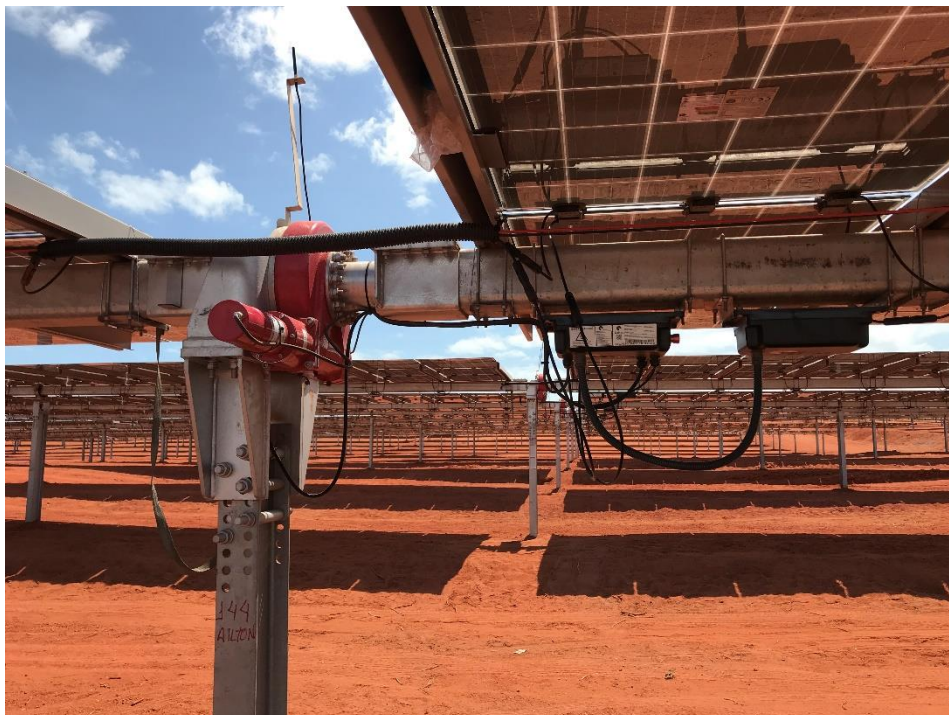
Fonte: Própria (2017).

Fotografia 16 – Instalação dos módulos em estrutura com *tracker*



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 17 – Módulos na posição de defesa (STOW)



Fonte: Própria (2017).

A fixação dos módulos à estrutura vai depender do tipo de módulo e do fabricante. O fabricante normalmente fornece o manual de instalação para que o EPECISTA realize as instalações conforme especificações do manual, garantindo o correto procedimento e manutenção da garantia.

Neste trabalho, serão mostradas as principais características de instalação do módulo fotovoltaico de vidro duplo sem moldura do fabricante BYD.

O processo inicia-se com o planejamento, para distribuição das equipes e das caixas com os módulos para os locais onde serão instalados os módulos.

Fotografia 18 – Transporte dos módulos para o local de instalação



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 19 – Distribuição das caixas ao longo das mesas



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 20 – Detalhes dos pontos de fixação do módulo na mesa



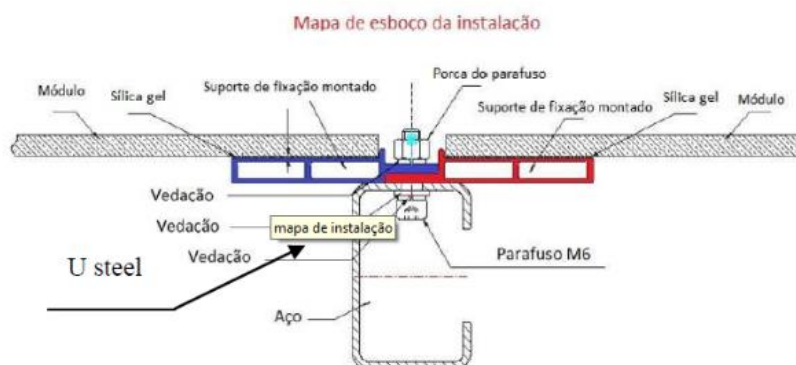
Fonte: Própria (2017).

Fotografia 21 – Detalhes dos pontos de fixação do módulo na mesa



Fonte: Própria (2017).

Figura 27 – Esquema de fixação do módulo BYD
Suporte de fixação com suportes do tipo C



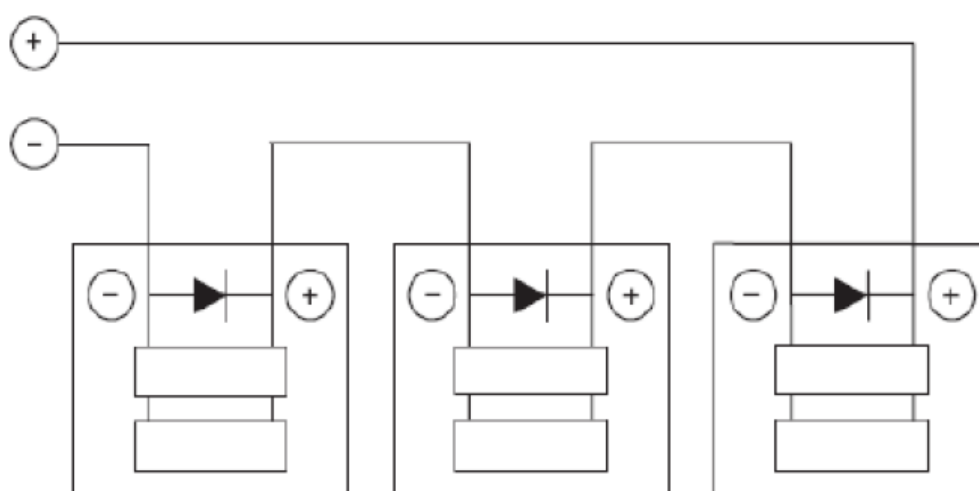
Fonte: Manual de Instalação BYD.

É muito importante que a empresa de instalação faça um treinamento com o fabricante e use as ferramentas recomendadas pelo mesmo para transporte e fixação dos módulos.

A instalação elétrica dos módulos segue os padrões internacionais de ligação e conexão.

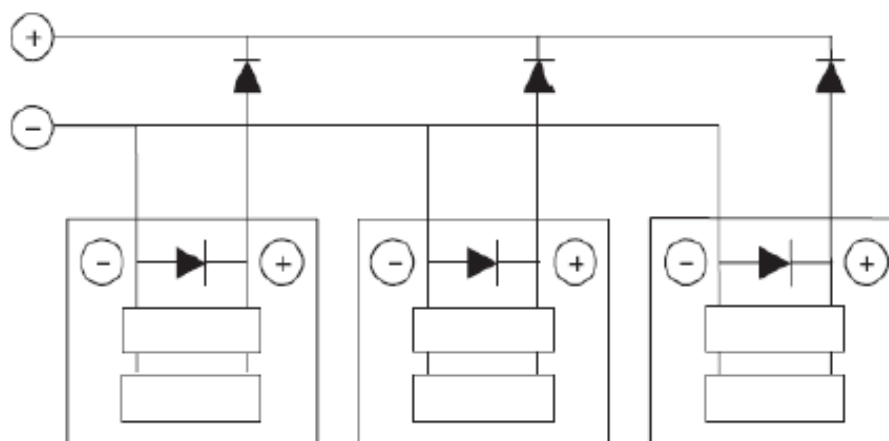
O módulo poderá ser conectado em série ou paralelo, dependendo dos valores de tensão e corrente definidos em projeto.

Figura 28 – Esquema de conexão em série



Fonte: Manual de Instalação BYD.

Figura 29 – Esquema de conexão em paralelo



Fonte: Manual de Instalação BYD.

O cabo não deve ser dobrado ou esmagado na saída direta junto com o parafuso, incluindo conector e caixa. Deve ser mantido um raio de curvatura mínimo $R \geq 5 \times \text{diâmetro do cabo}$. O cabo deve ser encaixado de modo a evitar tensões no condutor ou nas ligações, como nas imagens abaixo:

Figura 30 – Jeito errado e certo de conexão dos cabos



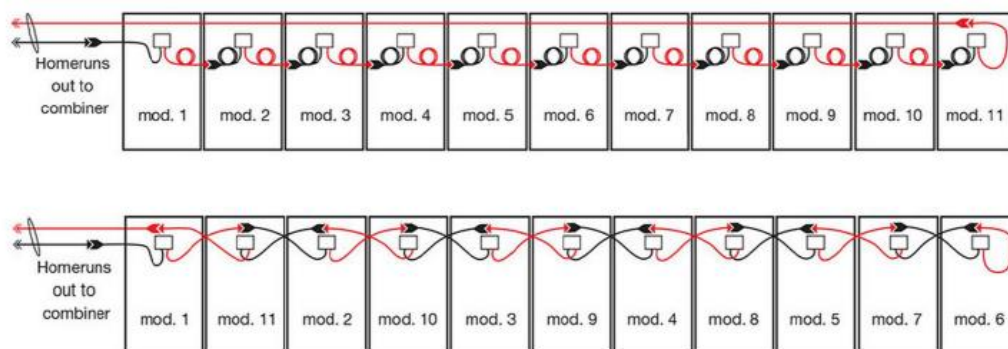
Fonte: Manual de Instalação BYD.

O número máximo de módulos conectados em série depende do projeto do sistema, do tipo de inversor utilizado e das condições ambientais. Os módulos da BYD podem ser usados tanto no sistema 1.500 V, como no sistema 1.000 V. De acordo com a tensão do sistema (1.000 V) do padrão IEC, é recomendado o número máximo de módulos conectados em série para cada modelo de módulos, conforme definido no manual do fabricante.

O projetista, ainda na fase de definição do projeto e de fabricação do módulo, já deve ir pensando na estratégia de adequação do cabo, visando a economia e a praticidade de instalação, pois na especificação de compra, o projetista poderá definir o tamanho dos cabos dos módulos.

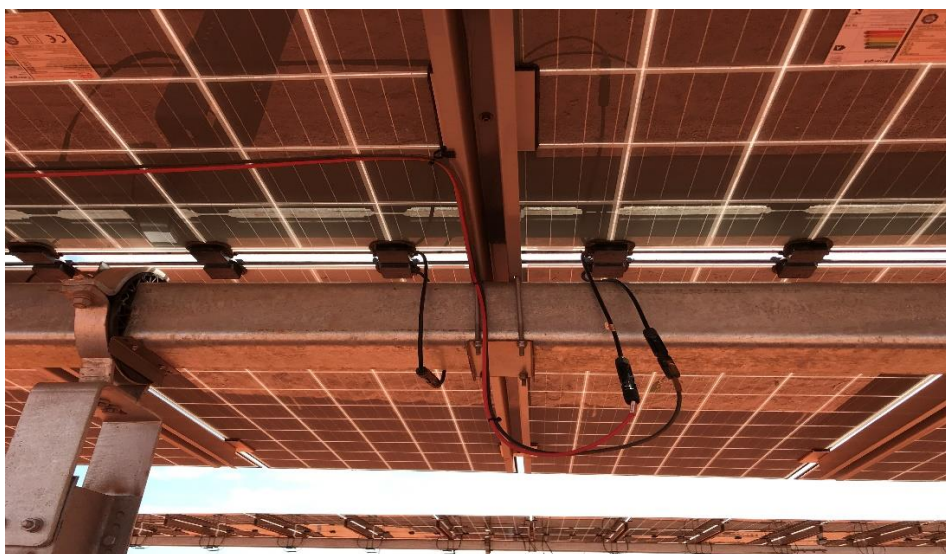
Na figura 31 abaixo, são mostradas duas formas de instalação. Na primeira, usa-se muito mais cabo. Na segunda, é possível realizar a instalação usando somente os cabos disponíveis nos módulos.

Figura 31 – Estratégias de conexão dos cabos



Fonte: Treinamento Jinko

Fotografia 22 – Conexão dos cabos solares



Fonte: Própria (2017).

Nos exemplos apresentados, como os módulos são fixados em uma estrutura com seguidor solar que se movimentará durante o dia, é importante verificar com o fabricante da estrutura a necessidade de sobra de cabo para que não haja estrangulamento. Esta análise deverá acontecer ainda na fase de aprovação da documentação técnica de cada fabricante, tanto do *tracker*, quanto do módulo.

Os cabos resultantes das *string boxes* até os inversores serão lançados através de valas conforme exemplo das fotografias 23 e 24.

Fotografia 23 – Construção das valas para lançamento das *strings* e *arrays* até o inversor



Fonte: Própria (2017).

Fotografia 24 – Cabos que vêm das *strings* e chegam ao inversor (ITS GE)



Fonte: Própria (2017).

8.7.3 Instalação dos inversores

Para instalação e transporte do inversor, é fundamental seguir todas as recomendações indicadas pelo fabricante. Conforme já apresentado nas diversas ilustrações anteriores, os inversores centrais são de grandes dimensões físicas e exigem transporte e montagem especializados. Quando inclui transformador, o inversor pode pesar entre 5 e 20 toneladas.

O inversor apresentado neste capítulo será o modelo da GE SKID LV5 com transformador tipo pedestal. A terminologia *skid* é usada para o inversor montado em uma base de ferro tipo *skid*. É procedimento do fabricante montar todo o conjunto de módulos do inversor na base *skid* e realizar todos os testes de *cold comission* (inversor desenergizado) e *hot comission* (inversor energizado) em fábrica.

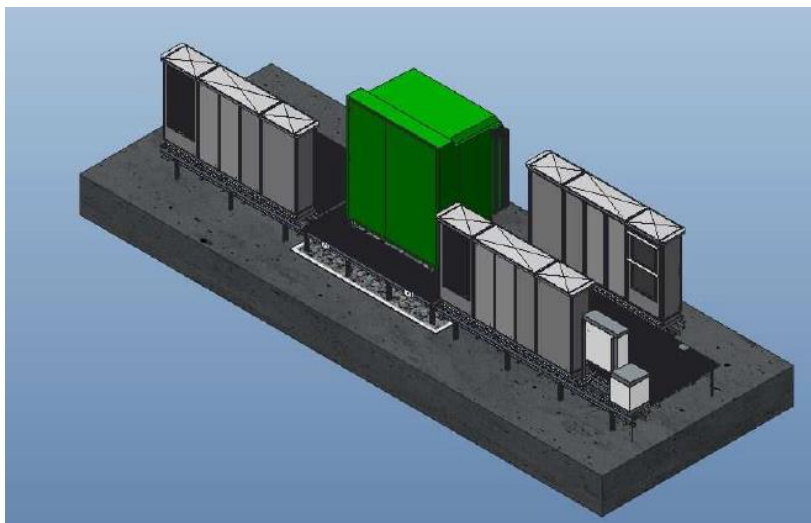
É de fundamental importância que um representante da área de engenharia realize a aceitação física e mecânica e acompanhe o comissionamento em fábrica.

O *skid* do inversor e o *skid* do transformador são extremamente pesados, e se caírem ou forem derrubados do guindaste ou da empilhadeira durante o transporte, podem ser seriamente danificados e causar acidentes às pessoas próximas.

Por isso, é importante que o transporte seja especializado e que se sigam as especificações de carga para transporte e movimentação da carreta até a base onde será instalado o inversor.

Primeiramente, é necessário construir a base de fixação do inversor. A base deve ter as especificações estruturais para sustentação de todo conjunto *skid* inversor e transformador, possuir as caixas de passagem dos cabos de entrada provenientes das *arrays* e dos *strings* e para os cabos de saída que vão para a subestação. O projeto civil para a base é fornecido pelo fabricante do inversor e construído pela EPC.

Figura 32 – Representação da fixação do inversor *skid* sobre a base



Fonte: GE (2017).

Fotografia 25 – Instalação com guindaste do inversor GE sobre a base



Fonte: Solarcity (2017).

Cada inversor receberá os cabos provenientes dos conjuntos de *string box* e, depois de cada inversor, após a energia ser transformada de baixa tensão DC para média tensão AC, os cabos seguirão através de uma única vala para a subestação transformadora de média tensão para alta tensão. Os cabos devem ser adequados para suportar temperaturas até 90 °C, resistentes à umidade e aos raios ultravioletas.

Fotografia 26 – Instalação de cabos no inversor provenientes das *strings/array*



Fonte: Própria (2017).

Após a instalação dos cabos, a equipe de teste irá realizar os testes de continuidade e isolamento, para depois realizar a identificação dos cabos na entrada do inversor.

O comissionamento do inversor e das *strings*, segue um *check list* com análise visual e testes conforme padronização de cada fabricante e as normas internacionais IEC 62446:2016 e ABNT 16274:2014:

- Inspeção visual.
- Teste do sistema de aterramento ($\leq 2 \Omega$).
- Teste de polaridade (antes da instalação, marcar a polaridade positiva e negativa).
- Teste de circuito aberto (se não houver tensão, é porque falta conectar algum cabo).
- Teste de curto-circuito (teste em dia com bastante sol: se houver *strings* com 8A e outras com 3A, por exemplo, é um indicativo da existência de módulos com problemas).
- Teste de resistência de isolamento (medir no inversor).
- Outros testes que a norma exigir.

Para cada inversor, instala-se uma estação meteorológica que irá gerenciar os dados solarimétricos e meteorológicos das *strings* que chegam ao mesmo.

Por exemplo, quando a velocidade do vento ultrapassa a especificada pelo fabricante do *tracker*, para que não haja o risco de as placas se soltarem da estrutura de fixação, o sensor ligado ao anemômetro envia uma informação para os *trackers* retornarem para a posição de defesa com o ângulo em 0° (STOW). Todas as informações medidas e coletadas são enviadas para o *datalogger* armazená-las e transmiti-las para o servidor do SCADA.

Conforme fotografia 27 abaixo, a estação é composta por:

- *Datalogger* (caixa fixada no poste, que recolhe e armazena os dados obtidos dos inversores/medidores).
- Medidores dos inversores monitorados.
- Piranômetro.
- Sensor de temperatura na placa fotovoltaica.
- Célula de referência.
- Anemômetro (medição da velocidade do vento).

Fotografia 27 – Instalação meteorológica e solarimétrica por inversor



Fonte: Própria (2017).

8.8 SISTEMA DE GERÊNCIA SCADA

Com o objetivo de manter a máxima performance com o mínimo de tempo de interrupção e detecção rápida de falhas, a UFV deverá possuir uma tecnologia de gerência de performance e detecção de falhas on-line.

Esse sistema permite o acompanhamento em tempo real do rendimento da usina e a comparação com o rendimento projetado através dos dados Solarimétricos.

Através do monitoramento da performance e da gestão de alarmes, as possíveis falhas podem ser detectadas com velocidade e corrigidas antes que possam causar alguma interrupção na produção de energia.

O sistema SCADA consiste em uma aplicação de software para a aquisição e compilação de toda a informação gerada pelos distintos dispositivos que formam a planta solar: inversores, analisadores de rede, *dataloggers*, *string boxes* etc.

A análise manual do rendimento e detecção da causa da queda requer muita experiência e pode levar meses para o diagnóstico, levando a UFV com problemas a perder receita enquanto a falha não for detectada e corrigida. Como o sistema de gerência consegue monitorar até o nível de *string*, essas avaliações e detecções são rápidas, reduzindo ao máximo as indesejadas interrupções.

É necessário que o gerente do sistema tenha bons conhecimentos da tecnologia solar e das condições climáticas e ambientais da região para conseguir fazer a leitura correta dos relatórios e não se confundir com quedas no rendimento por questões naturais do clima e meio ambiente.

Em toda UFV de grande porte, é necessário que exista uma estação de medição de informações meteorológicas e solarimétricas. Nessa estação, serão medidas a irradiação no plano horizontal, a temperatura do módulo, a humidade do ar, a velocidade do vento e a pressão atmosférica. Essas informações medidas em tempo real são comparadas com a base de dados meteorológicos e solarimétricos usados no projeto da usina e cruzados com as informações elétricas medidas através do sistema de supervisão e gerência.

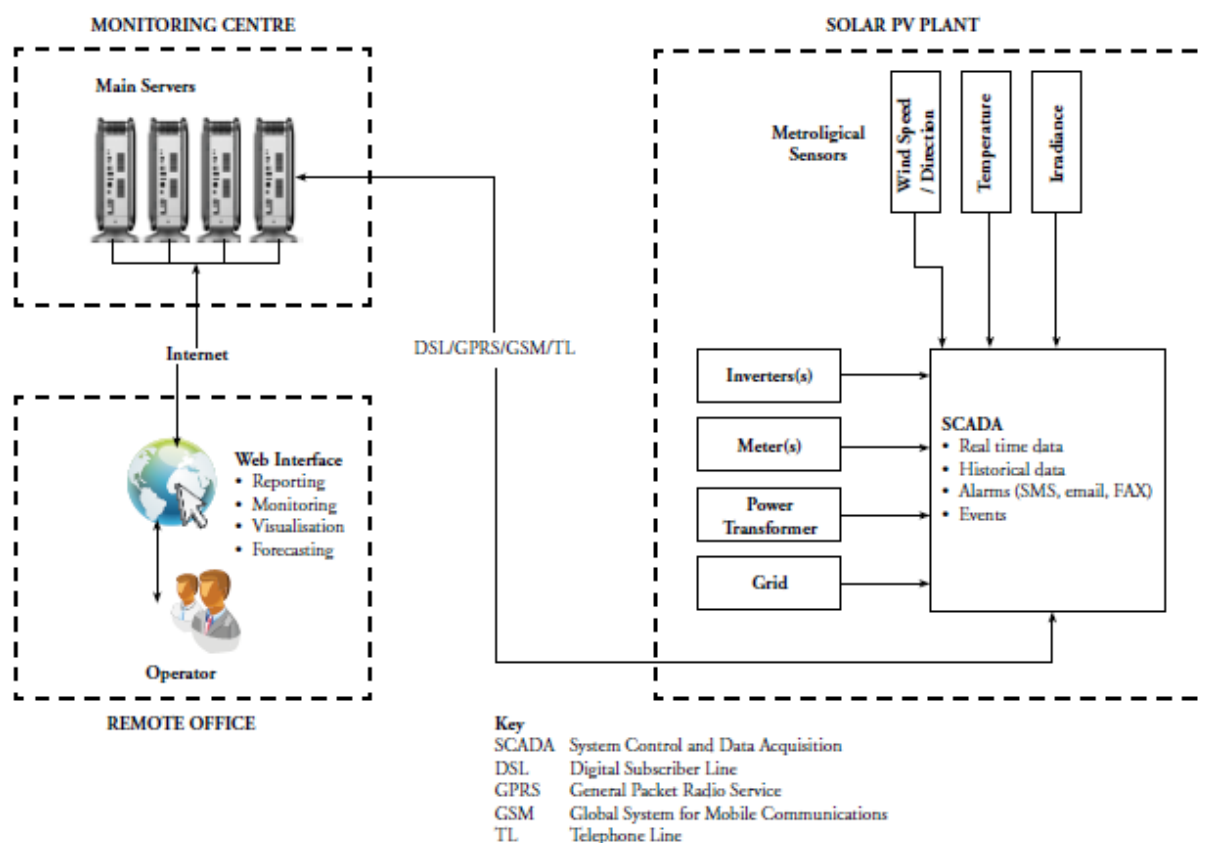
Essa base de informações possibilita a avaliação do rendimento da UFV no nível de *string*, comparando com as informações da estação meteorológica e solarimétrica com as bases de dados das medições preliminares, possibilitando aos engenheiros da UFV a detecção e o diagnóstico da causa raiz da perda de rendimento.

Os dados são coletados dos *dataloggers* das estações meteorológicas, da estação solarimétrica, do sistema de supervisão dos inversores, medidores elétricos e transformadores e, todas estas informações são transferidas uma vez ao dia para um servidor.

Estas informações podem ser analisadas no centro de gerência da usina ou de um centro de supervisão remoto.

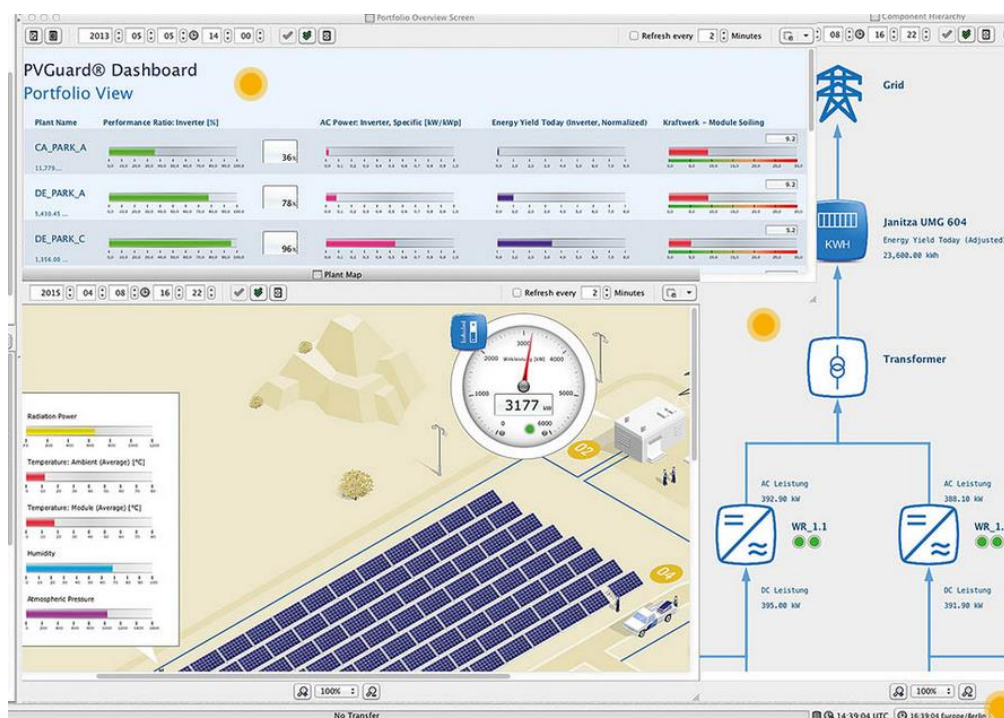
Por meio de supervisão e gerência de alarmes, é possível uma atuação remota para intervenção junto aos inversores e *strings* e a elaboração de relatórios aos técnicos para ajustes ou manutenções pontuais necessárias. Além disso, é a melhor forma de avaliação e acompanhamento do rendimento da usina, bem como de comparação com outros projetos.

Esquema 1 – Esquemático de operação do SCADA



Fonte: IFC (2015, p. 95)

Figura 33 – Tela de supervisão SCADA



Fonte: Site da Skytron. Disponível em: <<https://www.skytron-energy.com/management/scada-software-pvguard/>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

A empresa EPCISTA deverá integrar todos os componentes do parque no sistema SCADA, *stringers*, *tracker*, inversores, estações meteorológicas, transformadores de BT/MT (relês de proteção, sensores de temperatura etc.).

O sistema deverá prever diferentes níveis de acesso (administrador, operador final e cliente), com os diferentes privilégios definidos pelo cliente.

8.9 COMISSONAMENTO

Uma vez instalados todos os equipamentos da UFV, ela deve passar por uma série de testes de comissionamento, a fim de garantir o bom funcionamento elétrico e estrutural dos equipamentos, conforme o projeto.

O empreendedor normalmente inclui uma cláusula contratual com todas as exigências técnicas e padrões a serem seguidos pelos fornecedores de serviços e equipamentos. Os fornecedores de serviços deverão realizar os seguintes testes de comissionamento para aceitação parcial e total da UFV:

- Categoria 0 – inspeção visual.
- Categoria 1 – verificações funcionais e ensaios iniciais.

- Categoria 2 – curva de IV e IR.
- Categoria 3 – ensaios adicionais.

Os testes deverão ser realizados conforme os procedimentos da concessionária de energia onde será feita a conexão e as normas internacionais e brasileiras, conforme segue:

- ABNT NBR 16274:2014
- IEC 62446:2016
- IEC 61215:2016
- ABNT NBR 5426:1989
- ABNT NBR 6856:2015
- ABNT NBR 16050:2012
- ABNT NBR 15749:2009
- ABNT NBR 5410:2004
- ABNT NBR 5356:1993
- ABNT NBR 5380:1993
- Procedimentos da concessionária eventualmente necessários aos testes e comissionamento.

Os testes serão realizados conforme as normas IEC 62446:2016 e ABNT 16274:2014. Para início dos testes, é necessário que os equipamentos estejam todos instalados e toda documentação de projeto esteja atualizada, para que não haja erros de interpretações. Os principais documentos necessários são:

- Potência Nominal da UFV.
- Modelo e quantidades dos equipamentos principais e os dados técnicos disponíveis (módulos, *trackers*, inversores, transformadores etc.).
- Diagramas elétricos e unifilares dos circuitos CA e CC de baixa e média tensão.
- Diagrama de proteção.
- Projeto do sistema de comando e controle.
- Informações e procedimentos para operação, manutenção e limpeza dos equipamentos.
- Sequência de resolução de falhas dos equipamentos.
- Procedimento de isolamento e parada de emergência.

Para início dos testes, é necessário que o sistema SCADA, as estações meteorológicas e solarimétricas conectadas aos inversores e todos os inversores estejam funcionando.

Os testes segundo as normas internacionais e nacionais são divididos em categoria 0, 1, 2 e 3, como detalhado a seguir.

8.9.1 Teste categoria 0 – inspeção visual

Deverão ser realizadas as inspeções visuais, conforme determinado nas norma ABNT NBR 16274:2014 e IEC 60364:2005, incluindo:

- Inspeção no sistema CC (ABNT NBR 16274:2014, item 5.2.2).
- Proteção contra sobretensão/choque elétrico (ABNT NBR 16274:2014, item 5.2.3).
- Inspeção no sistema CA (ABNT NBR 16274:2014, item 5.2.4).
- Etiquetagem e identificação (ABNT NBR 16274:2014, item 5.2.5).
- Instalação mecânica: verificar se os componentes não apresentam danos visíveis que possam afetar a segurança da instalação e do pessoal locado nas instalações.
- Inspeção mecânica geral:
 - Verificar se o sistema foi construído conforme projeto e licenças.
- Inspeção de módulos e estruturas:
 - Verificar as estruturas de suporte, elementos dos *trackers* e fixação dos módulos.
 - Verificar ausência de danos físicos e corrosões.
 - Verificar integridade das caixas de conexões.
- Cabos, painéis, caixas de junção e demais instalações, tais como: transformadores de serviços auxiliares, UPS, painéis de comando, controle e proteção, cubículos de CA e CC, iluminação, CFTV e alarmes, sistema eletrônico de proteção contra incêndio etc.:
 - Verificar se o tipo e a instalação estão em conformidade com o projeto.
 - Verificar a integridade da montagem e das fixações.

- Verificar a inexistência de danos visíveis.
- Verificar integridade e conformidade com o projeto das proteções e dos fusíveis.
- Inversores e transformadores de potência:
 - Verificar integridade da montagem e da fixação.
 - Verificar funcionamento dos alarmes e equipamentos de medição e controle.
 - Verificar funcionamento do sistema de ventilação.
 - Verificar identificação / dados de placa.
 - Verificar estado da carcaça e da pintura (ausência de amassados e ferrugens).
 - Verificar fixação e montagem.
 - Verificar aterramento.
 - Verificar estado dos cabos e conexões.
 - Verificar estado das buchas.
 - Verificar vazamento de óleo isolante.
- Transformadores de corrente:
 - Verificar identificação / dados da placa.
 - Verificar estado da pintura e da carcaça.
 - Verificar fixação / montagem (alinhamento e nivelamento).
 - Verificar aterramento.
 - Verificar estado dos cabos e conexões.
 - Verificar polaridade.
 - Verificar se há vazamentos de óleo isolante.
 - Verificar nível de óleo.
 - Verificar isoladores.
- Disjuntores de baixa tensão:
 - Verificar identificação / dados de placa.
 - Verificar fixação / montagem.
 - Verificar aterramento.
 - Verificar estado dos cabos e conexões.
 - Reapertar terminais.
 - Verificar sinalização.

- Chaves Seccionadoras de média tensão:
 - Verificar identificação / dados de placa.
 - Verificar fixação / montagem.
 - Verificar aterramento.
 - Verificar as condições dos cabos e conexões.
 - Reapertar os terminais.
 - Lubrificar articulações.
- Para-raios:
 - Verificar identificação / dados de placa.
 - Verificar fixação / montagem.
 - Verificar aterramento.
 - Verificar as condições dos cabos e conexões.
 - Reapertar os terminais.
- Obras civis e serviços auxiliares:
 - Verificar o cumprimento da execução do projeto, incluindo nivelamento do terreno, sistemas de drenagem, acessos etc.
 - Verificar a integridade das estruturas civis, incluindo edificações, valas, proteção perimetral.
 - Verificar o funcionamento dos sistemas de vigilância, iluminação, energia predial etc.

8.9.2 Testes categoria 1 – verificações funcionais e ensaios iniciais

Nesta fase, serão realizados testes elétricos e ensaios para verificar o perfeito funcionamento dos componentes da UFV, incluindo:

- Planta PV e instalações elétricas (inclusive das instalações de Baixa, Média Tensão), tais como transformadores de serviços auxiliares, UPS, painéis de comando, controle e proteção, cubículos de CA e CC, iluminação, CFTV e alarmes, sistema eletrônico de proteção contra incêndio etc.:
 - Verificar continuidade dos condutores de aterramento de proteção e de ligação equipotencial.
 - Realizar ensaios de polaridade.

- Realizar ensaios de caixa de junção.
- Verificar medição da corrente elétrica da *string* fotovoltaica, realizando os testes de corrente de curto-circuito e o teste operacional.
- Medir a tensão de circuito aberto da *string* fotovoltaica.
- Realizar ensaios funcionais dos equipamentos: inversores, chaves seccionadoras e equipamentos de controle.
- Resistência do *array* fotovoltaico, considerando a classe de tensão especificada no projeto (1.000 V ou 1.500 V).
- Ensaios dos módulos fotovoltaicos.

O objetivo do teste é comprovar que os módulos fotovoltaicos não apresentam defeitos e cumprem com as especificações do fabricante. A verificação deverá ser realizada por uma empresa certificada e reconhecida para realização de testes considerando inspeção visual, termografia e potência.

- Verificações funcionais dos inversores e transformadores de potência (BT/MT):
 - Verificar indicador de nível de óleo do reservatório.
 - Verificar indicador de temperatura de óleo.
 - Verificar relé Buchholz.
 - Verificar estado e lubrificação dos ventiladores.
 - Verificar imagem térmica.
 - Verificar caixa de terminais de fiação e controle, comando e proteção.
 - Verificar estado do secador (sílica gel).
 - Verificar relé de fluxo de óleo.
 - Verificar comutadores de derivação, efetuar ensaio de manobra nos mecanismos de acionamento dos comutadores.
- Testes:
 - Desconectar conexões AT e BT.
 - Efetuar ensaios de resistência de isolamento nos enrolamentos do transformador.
 - Efetuar testes de perdas dielétricas nos enrolamentos principais e buchas.

- Efetuar testes de relação de transformação.
- Efetuar testes de resistência ôhmica dos enrolamentos.
- Efetuar testes de resistência de isolamento nos circuitos auxiliares (ventilação, bombas de óleo, proteção, sinalização e alarmes).
- Coletar óleo isolante para análise físico-química e cromatográfica.
- Testes dos transformadores de corrente:
 - Desconectar conexões AT e BT.
 - Efetuar ensaios de resistência de isolamento dos enrolamentos.
 - Efetuar ensaios de relação de transformação.
 - Efetuar ensaios de perdas dielétricas nos enrolamentos primários e secundários.
 - Efetuar ensaios de polaridade dos enrolamentos secundários.
 - Efetuar ensaio de resistência ôhmica dos enrolamentos primários e secundários.
 - Efetuar ensaio de excitação – curva de saturação.
- Disjuntores de baixa tensão – verificação funcional:
 - Caixa de terminais de fiação de comando, controle, proteção, sinalização, alimentação e termostato, resistência de aquecimento, lâmpadas e tomadas.
- Chaves seccionadoras – verificação funcional:
 - Fiação de comando / alimentação.
 - Resistor de aquecimento / iluminação interna / termostato – comando elétrico / manual.
 - Acionamento local / remoto.
 - Ajuste dos contatos auxiliares – conforme programação de especificação de projeto.
 - Ajuste das lâminas.
 - Intertravamento Local / Remoto.
 - Sinalização.
 - Contatos fim de curso do motor.

- Ensaios de manobra – durante a realização desses ensaios, deve ser observado o correto fechamento e abertura das lâminas principais, inicialmente em modo manual, verificando a atuação dos contatos de fim de curso do motor. Após esses testes, deve ser observado o funcionamento motorizado. Para tal, deixar o mecanismo em modo manual, na posição central, e ligar o acionamento motorizado, observando a direção correta da manobra.
- Testes:
 - Desconectar conexões AT.
 - Efetuar os ensaios de resistência de isolamento dos polos principais com a terra e entre polos.
 - Efetuar ensaios de resistência ôhmica dos contatos principais que não devem ultrapassar os valores máximos admissíveis pelo fabricante (observar relatórios de testes de fábrica) – efetuar ensaios de isolamento do motor e circuito de comando.
- Testes dos para-raios:
 - Desconectar conexões AT.
 - Efetuar os ensaios de resistência de isolamento de cada unidade e anotar temperatura e umidade relativa do ar.
 - Medir corrente de fuga entre AT e terra por meio da aplicação de tensão CA.
 - Efetuar ensaios no contador de operações, obedecendo a tensão máxima de atuação.
 - Efetuar ensaios na base isolada nos para-raios equipados com contador de descarga.
 - Efetuar ensaios de perdas dielétricas (fator de potência);
- Testes de malha de terra:
 - Isolar a malha a ser medida.
 - Efetuar medição da resistência ôhmica da malha.
 - Efetuar medição da resistividade do solo.
 - Efetuar medição de potencial de toque.
 - Efetuar medição de potencial de passo.

8.9.3 Teste categoria 2 – curva IV e IR

Neste nível, serão realizadas as medições da curva I e V de potência do arranjo fotovoltaico (ABNT NBR 16274:2014, item 7.1.2). O ensaio será realizado em campo com uma amostra representativa de *strings*, conforme o nível de inspeção normal S4 da norma ABNT NBR 5426:1989.

Parâmetros adicionais a medir:

- Irradiação no plano dos painéis, medido com um piranômetro, com precisão superior a 2%.

O ensaio verificará a tensão em circuito aberto (Voc) das *strings*, que deve se situar entre 0,95 e 1,05 da Voc definida teoricamente, utilizando as curvas de Voc e coeficiente de temperatura do fabricante.

O ensaio verificará a corrente de curto-circuito (Isc) das *strings* e deverá estar na faixa entre 0,95 e 1,05 da Isc definida teoricamente. A Isc teórica será definida utilizando os dados medidos de irradiação e dados do fabricante.

- Identificação de defeitos em módulos/arranjos fotovoltaicos ou problemas de sombreamento.
- Inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera infravermelha (IR), conforme norma ABNT NBR 16274:2014.

8.9.4 Teste categoria 3 – ensaios adicionais

Os testes serão realizados conforme a norma ABNT 16274:2014 e incluirão:

- Tensão ao solo – sistemas com aterramento resistivo (se aplicável).
- Ensaio do diodo de bloqueio.
- Ensaio de resistência de isolamento úmido.
- Avaliação do sombreamento.
- Resistência de circuitos CC nas caixas de conexão, usando algum dos métodos definidos na norma IEC 62446:2016.
- VLF (*very low frequency*) nos cabos de média tensão (CA).
- Provas Funcionais:

- Inversores, transformadores, *trackers*, medidores, relés de proteção, SCADA e demais equipamentos e sistemas que demandem provas de funcionamento.
- Ensaio de perda de alimentação: com o sistema em operação, abre-se o disjuntor de saída de linha ou os disjuntores dos quadros de MT e verifica-se a parada imediata de produção. Com o fechamento dos disjuntores, os sistemas devem voltar à produção de energia com normalidade.

Todas as pendências encontradas devem ser corrigidas para posterior conferência por meio de novos testes ou inspeções visuais. Nesta fase de finalização da obra, é importante a atualização do projeto com as modificações realizadas e arquivo de toda a documentação da obra.

8.9.5 Teste do *performance ratio* (PR)

O *performance ratio* (PR) é um parâmetro usado para quantificar o desempenho da UFV. É expresso em porcentagem e fornece uma referência para avaliar e comparar as UFV durante um determinado período de tempo.

Quanto maior o PR, mais eficiente é a UFV em converter a energia solar em energia elétrica gerada.

Antes de acontecer a aceitação provisória da UFV, o empreendedor precisa confirmar que a UFV construída funcionará com os critérios técnicos contratualmente acordados com o EPECISTA em termos de energia elétrica gerada, eficiência e confiabilidade da UFV.

A performance de uma UFV depende das variáveis técnicas dos sistemas da UFV e das variações climáticas e meteorológicas. E a forma de medir e dimensionar o desempenho esperado sob as condições climáticas históricas e o desempenho real com a planta já funcionando é o PR.

O PR mede a eficiência da UFV em transformar energia solar em energia elétrica AC.

Nessa medição são consideradas todas as perdas influenciadas pelas ineficiências existentes nos cabos, inversores, *mismatch*, temperatura elevada no módulo fotovoltaico, tipo de solo, sombreamento, interrupção da geração etc.

Como o PR é um dos indicadores mais importantes na avaliação da performance, os agentes de financiamentos já usam esta metodologia para analisar e aprovar financiamentos, avaliando se a UFV tem alto *Performance Ratio* – PR durante a vida útil da usina.

Em consequência dessas exigências dos bancos de investimentos, os empreendedores, nas contratações das empresas EPECISTAS, acordam no contrato a garantia de cumprimento do PR, inserindo uma cláusula contratual com os valores de PR estimados esperados nos dois primeiros anos, com base, por exemplo, nos bancos de dados e nas medições meteorológicas e solarimétricas já levantadas para a UFV.

O PR é calculado pela equação abaixo, definida na norma IEC 61724:1998:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{EN}{P_{STC}} \times \frac{G^*}{G_{REAL}} \quad (19)$$

Onde:

- Y_f é o número de horas equivalentes de produção de energia, levantadas sob condições normais de teste.
- Y_r é o número de horas equivalentes de irradiação, levantadas sob condições normais de teste.
- EN é a energia elétrica AC (kWh) medida no medidor do ponto de conexão localizado no disjuntor do circuito de média tensão da subestação da UFV.
- P_{STC} é a potência de irradiação de projeto acumulada de todos os módulos instalados, sob condições de laboratório (STC – Standard Test Conditions).
- G_{REAL} é a irradiância medida (KW/m²) no período, a cada 15 minutos ou a cada hora, pelo piranômetro calibrado instalado.

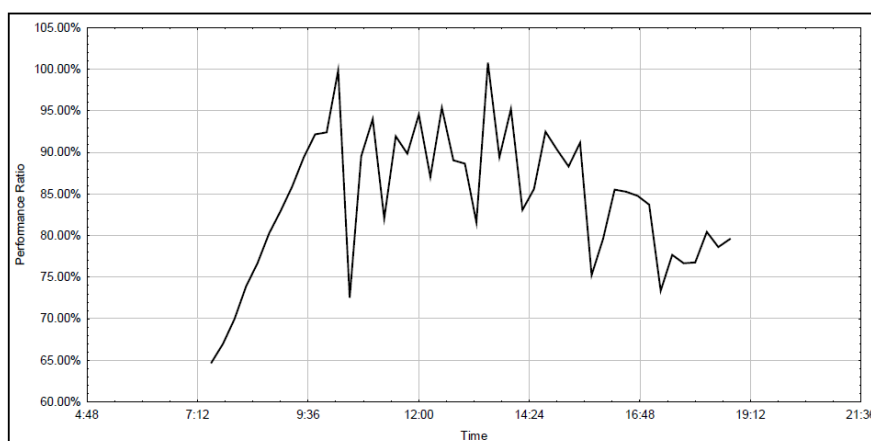
O PR da UFV pode ser previsto por meio de simulações, utilizando banco de dados, e colocado no contrato como valores de PR esperados. Em seguida, com a UFV já em operação, são realizadas medições da geração para comprovar se o PR real foi maior ou igual ao PR esperado.

É importante registrar que o PR sofre variações em decorrência das mudanças climáticas sazonais. E essas variações podem gerar uma avaliação errada do PR, dependendo da época em que é feita a medição. Por exemplo, no período de inverno, onde a temperatura ambiente é mais baixa, as temperaturas das células

fotovoltaicas caem, e isso possibilita um maior rendimento do PR. Já no período mais quente do verão, esse fenômeno é contrário, pois o calor aumenta a temperatura das células fotovoltaicas, o que reduzirá o PR.

Essa variação pode chegar a valores de mais ou menos 10% do PR em diferentes sazonalidades (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2013, p. 7). Essa variação, na análise de investidores, acarreta um aumento do risco do negócio, porém, de forma errada, pois é possível realizar uma avaliação de correção do PR pela correção da temperatura das células fotovoltaicas (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2013).

Gráfico 8 – *Performance ratio* PR de UFV de 24 MW



Fonte: National Renewable Energy Laboratory (2013, p. 8).

É recomendável que o contrato preveja um acordo entre o contratante e a contratada (EPECISTA) quanto à base de dados climáticos a ser usada para manter um único critério. Diferentes bases de dados resultam em diferentes PR, mesmo para uma mesma UFV.

Conforme explicado pelo National Renewable Energy Laboratory (2013, p. 9), um pequeno aumento de 3 °C na temperatura resulta em uma redução de quase 1% no valor do PR, e um aumento na velocidade do vento de 3 m/s proporciona um resfriamento das células fotovoltaicas, que resulta em um aumento do PR de 1,7%.

Para corrigir as variações do PR decorrentes das variações climáticas, o National Renewable Energy Laboratory (2013) apresenta uma metodologia de correção da temperatura da célula fotovoltaica que resulta em um PR corrigido com menor variação em decorrência das variações climáticas.

A equação do PR corrigido apresentada pelo National Renewable Energy Laboratory (2013, p. 9) possui um termo que mede a temperatura de operação da célula do módulo fotovoltaico. Esse termo contabiliza os efeitos da temperatura ambiente, do vento e do aquecimento do módulo devido à irradiação solar.

$$PR_{\text{adj}} = \frac{\sum_{i=0}^{TC} EN_i}{\frac{P_{STC}}{G^*} * \sum_{i=0}^{TC} [G_{REAL_i} * (1 + \alpha * (t_i - t_m))]} \quad (20)$$

Onde:

- PR_{adj} = *performance ratio* medido com ajuste de temperatura.
- i = índice usado para representar o intervalo de tempo de 1 hora.
- TC = hora final do período analisado.
- EN = energia elétrica AC (kWh) registrada pelo medidor do ponto de conexão, localizado no disjuntor do circuito de média tensão da subestação da UFV.
- P_{STC} = potência de irradiação de projeto acumulada de todos os módulos instalados sob condições de laboratório (STC – Standard Test Conditions).
- $G^* = 1 \text{ (kW/m}^2\text{)}$, é a irradiância sob condições normais de teste.
- $G_{REAL, i}$ = irradiância medida na UFV durante o intervalo de tempo i (kW/m^2).
- α = em $(1/^\circ\text{C})$, é a média ponderada do coeficiente de temperatura da energia dos módulos instalados no projeto.
- t_i = temperatura média da célula fotovoltaica medida ($^\circ\text{C}$) pelos sensores térmicos presos atrás dos módulos fotovoltaicos, cuja média de cada módulo é calculada durante o intervalo de tempo.
- t_m = temperatura ponderada da célula fotovoltaica modelada durante os meses no qual os testes são executados.

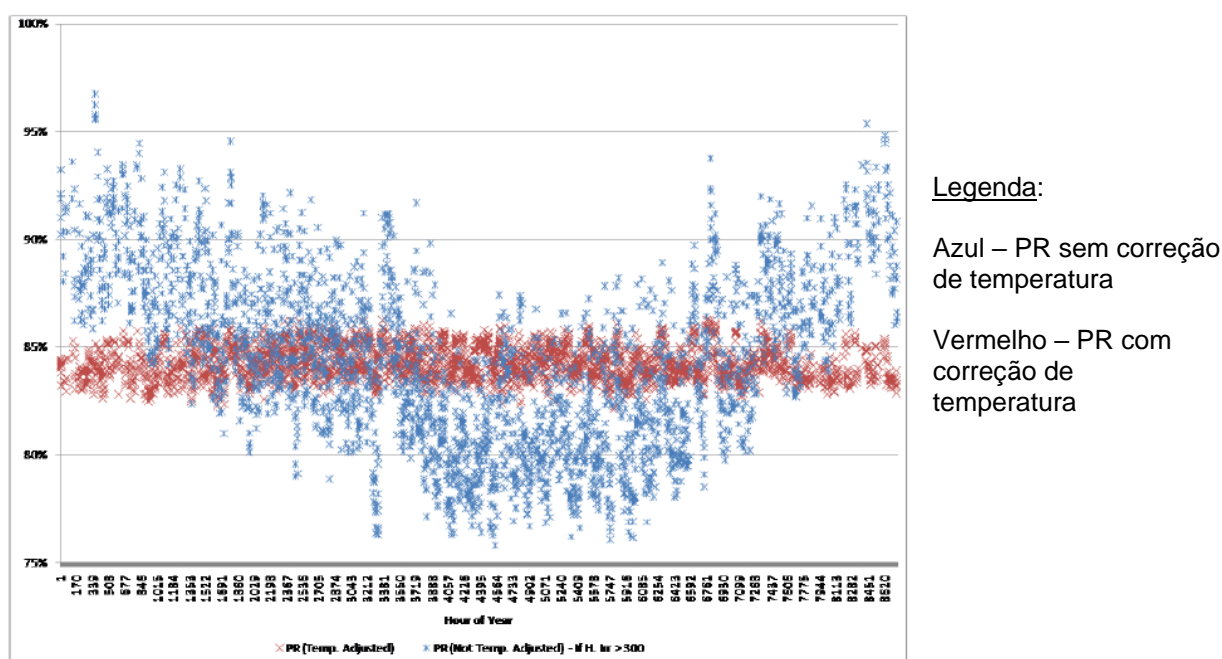
As condições normais de teste são 1.000 W/m^2 a 25°C .

O resultado comparativo entre as duas metodologias de cálculo pode ser visto na figura 11, onde podemos observar que o PR corrigido possui uma menor variação decorrente da influência da temperatura e da sazonalidade.

Conforme explicado pelo National Renewable Energy Laboratory (2013), o PR da equação estipulada pela IEC 61724:1998 produz um gráfico representado pela cor azul que possui variações de PR da ordem de 10% no ano. Essa tendência resulta

em uma falsa avaliação, onde, durante o inverno, o PR atinge altos valores, podendo mascarar o resultado dos testes da UFV e esconder problemas que possam surgir nos testes, e, no verão, o PR atinge valores mais baixos, podendo acarretar problemas de avaliação da qualidade do EPCISTA, que tem a obrigação contratual de atingir a meta estipulada. Essa instabilidade na variação do PR é o grande motivador para utilização do método da National Renewable Energy Laboratory (2013), que oferece um resultado mais consistente do PR.

Gráfico 9 – PR corrigido e PR não corrigido calculado para cada hora do ano



Fonte: National Renewable Energy Laboratory (2013, p. 12).

O teste de PR deve ser realizado após o término da obra, comissionamento e operação da UFV. A ABNT NBR 16274:2014 (p. 25) recomenda que a execução dos testes de PR seja realizada 30 dias após a entrada em operação da UFV, somente depois de todos os ajustes técnicos e operacionais terem sido identificados e resolvidos.

O PR será medido pelo sistema SCADA e irá considerar o período de referência. O período de referência deve ser avaliado de acordo com o mês, adaptando o intervalo de tempo para obter a irradiação mínima esperada durante o teste. A medição deverá acontecer no final de cada hora dentro do período de referência.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do cenário de crescimento da energia fotovoltaica no Brasil, diversas empresas multinacionais e nacionais estão, por meio da participação em leilões promovidos pela ANEEL, conseguindo a outorga da construção das usinas fotovoltaicas.

Trabalhando na implantação de uma usina de grande porte, percebi que a maioria dos profissionais e empresas se utiliza de procedimentos técnicos internacionais e nacionais para estabelecer os processos necessários para a construção de todas as fases da UFV. A carência de uma literatura formal, que abranja as necessidades exigidas na construção, motivou-me a escrever este trabalho, focando nos principais aspectos das necessidades técnicas e gerenciais da realidade brasileira.

A primeira parte do trabalho apresentou o cenário mundial e, em seguida, o potencial brasileiro para desenvolvimento da energia renovável. No mês de dezembro de 2017, aconteceu o leilão de energia promovido pela ANEEL. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico brasileiro, foram habilitados para disputa 20,1 GW em projetos. A fonte solar, com 10,2 GW, distribuídos em 574 empreendimentos cadastrados, foi o grande destaque. O resultado do certame foi a contratação de 574 MW de energia. Conforme mencionado na primeira seção deste trabalho, os custos do MW mundial estavam em queda acentuada, e o leilão confirmou esta tendência, encerrando com o preço de venda da energia em R\$ 145/MW, ou seja, um deságio de 55,7% em relação ao último leilão de 2015, em que esse preço ficou em torno de R\$ 297/MW.

A segunda parte do trabalho procurou abordar as fases principais para a construção da UFV, que começa com a participação do leilão de energia.

Diante do desafio de múltiplas disciplinas em diversas áreas de engenharia, economia, finanças, jurídicas, regulatórias, ambientais, comerciais, logísticas e gerenciais, o trabalho procurou demonstrar, em ordem cronológica, as fases de desenvolvimento do projeto e execução da obra.

Apresentou para o leitor que os aspectos técnicos são importantes, mas não mais importantes que, por exemplo, os planos ambientais, sem os quais, o empreendedor não é autorizado a construir a UFV.

Passou pelas fases de projeto, onde a escolha do terreno é fundamental, pois influencia todas as demais variáveis necessárias para o projeto, tais como custos, aspectos ambientais, arqueológicos, potencial solarimétrico, climatológico, proximidade da subestação, parecer de acesso junto ao ONS e aspectos geológicos.

A obra de construção de uma UFV é rápida, levando aproximadamente 24 meses entre o início do planejamento e a operação comercial. Em razão do curto período que se tem para a construção, qualquer desvio no cronograma terá impacto no resultado financeiro do projeto. Portanto, o planejamento de todas as fases, identificando profissionais e empresas especializados em cada disciplina, é um desafio muito grande para o mercado brasileiro, que ainda é incipiente neste tipo de obra.

Espero que este trabalho possa colaborar com todos aqueles que desejam empreender um projeto de construção de usina de grande porte, possibilitando aos interessados, além de aprender, identificar os riscos a serem mitigados nas diversas fases de engenharia empregadas em um projeto complexo como este.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>. Acesso em: 07 ago. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 676, de 25 de agosto de 2015**. Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas, bem como os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015676.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>. Acesso em: 07 ago. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 738, de 27 de setembro de 2016**. Altera a Resolução Normativa nº 676, de 25 de agosto de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016738.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. **Capacidade de geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 01 set. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5422**: projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. Rio de Janeiro, 1985.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5426**: plano de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos. Rio de Janeiro, 1989.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356**: transformador de potência. Rio de Janeiro, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5380**: transformador de potência. Rio de Janeiro, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: instalações elétricas em baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Rio de Janeiro, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15749**: medições de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento. Rio de Janeiro, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6122**: projeto e execução de fundações. Rio de Janeiro, 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16050**: para-raios de resistor não linear de óxido metálico sem centelhadores, para circuitos de potência de corrente alternada. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16274**: sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 13248**: cabos de potência e condutores isolados sem cobertura, não halogenados e com baixa emissão de fumaça, para tensões até 1 kV – requisitos de desempenho. Rio de Janeiro, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 14001**: Sistemas da gestão ambiental – requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 19001**: diretrizes para auditoria de sistema de gestão de qualidade e/ou ambiental. Rio de Janeiro, 2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, DF, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Portaria nº 102, de 23 de março de 2016**. Brasília, DF, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008**. Brasília, DF, 2008.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA. **Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986**. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA. **Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997**. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2017**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Expansão da geração:** empreendimentos fotovoltaicos. Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica (EPE-DEE-RE-065/2013-r4). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/Instrucoes/EPE-DEE-065_2013_R4_2017_UFV.pdf>. Acesso em: 22 dez. 2017.

HERZOG, Oliver. **Projeto de usinas fotovoltaicas de grande porte**. Rio de Janeiro. 2016. Apostila do curso de Energia Solar.

I. E. COMMISSION. **IEC 61724**: Photovoltaic system performance monitoring – guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva, Switzerland, 1998.

I. E. COMMISSION. **IEC 60364**: Low-voltage electrical installations. Geneva, Switzerland, 2005.

I. E. COMMISSION. **IEC 61215**: Terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval. Geneva, Switzerland, 2016.

I. E. COMMISSION. **IEC 62446**: Grid connected photovoltaic systems. Geneva, Switzerland, 2016.

INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION – IFC. **Utility-scale solar photovoltaic power plants**: a project developer's guide. Washington, D.C.: IFC, 2015.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Weather-corrected performance ratio**. Technical Report NREL/TP-5200-57991, April 2013. Colorado. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

NEIL, Suzan; STAPLETON, Geoff; MARTELL, Christopher. **Solar farms**: the Earthscan expert guide to design and construction of utility-scale photovoltaic systems [versão digital]. London; New York: Routledge, 2017.

ONU. 2015 Paris Climate Conference – COP21. **Sustainable development goals**: 17 goals to transform our world. Disponível em: <<http://www.un.org/sustainabledevelopment/cop21/>>. Acesso em: 01 ago. 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

REN21. 2016. **Renewables 2016 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

TOMASQUIM, Mauricio T. (Coord.). **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica**: conceitos e aplicações: sistemas isolados e conectados à rede. São Paulo: Érica – Saraiva, 2015.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.