

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA USP
ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

EMANUEL DE SÁ

**APLICAÇÃO DA ENERGIA SOLAR EM USINAS HIDROELÉTRICAS
NA SUBSTITUIÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS GERADORES DIESEL DE
EMERGÊNCIA - ESTUDO DE CASO.**

MONOGRAFIA

SÃO PAULO - SP

2020

EMANUEL DE SÁ

**APLICAÇÃO DA ENERGIA SOLAR EM USINAS HIDROELÉTRICAS
NA SUBSTITUIÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS GERADORES DIESEL DE
EMERGÊNCIA - ESTUDO DE CASO.**

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada – da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como parte das exigências para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Djalma Caselato

SÃO PAULO - SP

2020

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo na publicação

Sá, Emanuel de

Aplicação da Energia Solar em Usinas Hidroelétricas na Substituição da Utilização dos Geradores Diesel de Emergência – Estudo de caso / E. Sá -- São Paulo, 2020.

XX 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. Hidroelétricas 3. Sistemas Auxiliares 4. Gerador Diesel de Emergência 5. *Payback* I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

TERMO DE APROVAÇÃO

**APLICAÇÃO DA ENERGIA SOLAR EM USINAS HIDROELÉTRICAS NA
SUBSTITUIÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS GERADORES DIESEL DE EMERGÊNCIA
- ESTUDO DE CASO.**

por

EMANUEL DE SÁ

Esta monografia foi apresentada em 10 de setembro de 2020 ao PECE – Programa de Educação Continuada – da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Djalma Caselato
Prof. Dr. Orientador

José Roberto Simões Moreira
Prof. Dr. Coordenador

(escreva aqui o nome do membro titular)
Membro titular

Dedico este trabalho à minha filha
Emanuelle, pelos momentos que
precisei estar ausente nas atribuições
como pai e orientador.

AGRADECIMENTOS

Não foi fácil tomar a decisão de voltar a ser um estudante devido ao momento que estava passando, mas a necessidade de conhecimento das novas tecnologias que são aplicadas na geração de energia, assim como conhecer e me atualizar com as regras e normas para a sua utilização, me fizeram decidir voltar a dedicar um tempo para adquirir novos conhecimentos e me tornar um profissional mais completo em minhas atribuições como engenheiro mecânico e de segurança.

Além dos conhecimentos acadêmicos, não há como deixar de mencionar e agradecer aos profissionais do corpo docente do PECE e da área administrativa que tornaram possíveis a realização do curso de especialização. Oportunidade na qual conheci doutores, mestres, excelentes profissionais, pessoas e pude fazer grandes amizades.

Agradeço a CTG Brasil, que acreditou em meu potencial e aceitou o meu pedido de auxílio financeiro, contribuindo assim na minha decisão de retornar a estudar. Espero através dos conhecimentos adquiridos poder aplicá-los com maior destreza e objetividade no meu ofício do dia a dia.

Um agradecimento especial ao Prof. Djalma Caselato, profissional de inestimável conhecimento, que aceitou me orientar no processo de elaboração deste trabalho.

Agradeço também a minha família e a minha filha, por entender que por um tempo teria que dividir minha atenção e meu tempo para a conclusão dessa etapa iniciada em 2018.

E a Deus pela oportunidade do retorno a vida material, para aprender novos conhecimentos, dando um novo passo de minha evolução, nesta vida.

Os estudos hidroenergéticos são de
Fundamental importância para a definição
dos recursos hídricos disponíveis
para a geração de energia elétrica.
(CASELATO, 2019)

RESUMO

Sá, Emanuel de. APLICAÇÃO DA ENERGIA SOLAR EM USINAS HIDROELÉTRICAS NA SUBSTITUIÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS GERADORES DIESEL DE EMERGÊNCIA - ESTUDO DE CASO. 2020. 78f. Monografia (Especialista) Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

O objetivo desta monografia é realizar um estudo de caso da substituição do uso dos geradores diesel de emergência, por um sistema fotovoltaico e de bancos de baterias, realizando o dimensionamento necessário para garantir a alimentação dos sistemas auxiliares elétricos, mecânicos, de emergência e segurança operacional da usina que não podem ficar inoperantes para o restabelecimento de operação das unidades geradoras no caso de um *“blackout”* na usina hidroelétrica.

Para o estudo de caso será considerado uma usina hidroelétrica existente localizada no Rio Paraná e como a condição de *“blackout”* em usinas hidroelétricas são remotos, será considerado também o aproveitamento do sistema fotovoltaico para a alimentação das cargas de consumo diários no período em que a usina esteja em sua operação normal. Com esse cenário será calculado o *“payback”* do investimento, levando em conta os custos para se manter o sistema de iluminação e tomadas e a garantia de alimentação pela concessionária local.

A conclusão desse estudo se dará com a constatação da viabilidade do investimento do sistema fotovoltaico na substituição dos geradores diesel de emergência não só na condição da recomposição da usina no caso de um *“blackout”*, mas também na utilização para alimentação elétrica dos consumidores diários, aumentando a disponibilidade e segurança operacional do empreendimento.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Usina Hidroelétrica. “Blackout”. Gerador Diesel. Sistemas Auxiliares. *“Payback”*.

ABSTRACT

Sá, Emanuel de. APPLICATION OF SOLAR ENERGY IN A HYDROELECTRIC PLANTS TO REPLACE THE USE OF EMERGENCY DIESEL GENERATORS – STUDY OF CASE. 2020. 78f. Monograph (Specialist) Continuing Education Program - Polytechnic School, University of São Paulo, São Paulo, 2020.

The objective of this work is to carry out a study of case to replace the emergency diesel generators use, with a photovoltaic system and battery banks, performing the simple dimensioning to guarantee the electrical feed to the electrical and mechanical auxiliary systems, to the emergency and operational safety systems that cannot be inoperative for the restoration of operation of the generating units in a “blackout” event.

For the case study, an existing hydroelectric plant located on the Paraná River in a “blackout” condition, that are remote, it will also be considered the use of the photovoltaic system to feed the daily consumption loads in the period in which the plant is in normal operation. With this scenario, will be analyzed the investment “payback”, considering the costs to the lighting and diary consumptions and electrical feed guarantee by the local concessionaire.

The conclusion of this study will be made with the verification of the feasibility of the photovoltaic system investing in the replacement of emergency diesel generators not only in the condition of the plant's “blackout” recomposition, but also in the use for daily consumers, increasing the availability and operational safety of the enterprise.

Keywords: Photovoltaic system. Hydroelectric Plant. “Blackout”. Diesel generator. Auxiliary Systems. “Playback

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Participação fontes renováveis geradoras de energia no Brasil.....	14
Figura 2 – Bacia do Rio Paraná	16
Figura 3 – Bombas de drenagem	23
Figura 4 - Bombas para o sistema de hidrantes.....	25
Figura 5 – Arranjo típico dos hidrantes.....	26
Figura 6 – Gerador diesel sem carenagem	29
Figura 7 – Gerador diesel carenado	30
Figura 8 – Exemplo de sistema híbrido	36
Figura 9 – Variação da corrente com a radiação solar	38
Figura 10 - Potência máxima em função das horas do dia	39
Figura 11 – Faixa operação das baterias	40
Figura 12 – Esquema do sistema fotovoltaico.....	41
Figura 13 – Esquema de ligação dos painéis fotovoltaicos no inversor	43
Figura 14 – Mapa de localização da usina	44
Figura 15 – Vista aérea da usina.....	45
Figura 16 – Dados da Cidade de Ilha Solteira do Sundata	46
Figura 17 – Esquema sistema fotovoltaico.....	46
Figura 18 – Associação de painéis em paralelo	51
Figura 19 – Associação de painéis em série	51
Figura 20 – Faixa de utilização do inversor	53
Figura 21 – Dimensões do painel fotovoltaico.....	53
Figura 22 – Ângulos solares.....	54
Figura 23 – Distância entre painéis fotovoltaicos	54
Figura 24 – Localização do sistema fotovoltaico	55
Figura 25 – Arranjo do sistema fotovoltaico	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial hidroelétrico Brasileiro (MW).....	15
Tabela 2 – Dados das bombas de drenagem.....	22
Tabela 3 – Dados das bombas de hidrantes.....	25
Tabela 4 - Níveis de iluminamento médio e típico de usinas hidroelétricas	33
Tabela 5 – Temperaturas médias anuais da cidade de Ilha Solteira.....	48
Tabela 6 – Consumidores diários.....	58
Tabela 7 – Tarifas Vigentes – Concessionária Elektro - ANEEL nº2.592/2019.....	59
Tabela 8 – Custo do consumo anual dos consumidores diários	59
Tabela 09 – Investimento estimado sistema fotovoltaico	60

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS, SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

ONS – Operador Nacional Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

AVCB – Auto de Vistoria Corpo de Bombeiros

ASTM – ***American Standard for Testing and Materials***

NBR – Norma Brasileira

LED – Diodo emissor de luz

LISTA DE SIGLAS E UNIDADES MÉTRICAS

CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Continua
FDI – Fator de dimensionamento do Inversor
HSP – Hora Solar Pleno
GT – Irradiação no plano coletor
h – Hora
Tc– Temperatura da célula
Ta– Temperatura ambiente média anual máxima
Tnoc– Temperatura nominal de operação da célula
Tcmax – Temperatura máxima da célula nas condições
Pmp' – Potência nominal do painel fotovoltaico
Pmp – Potência do Painel Fotovoltaico
 γ_{voc} – Coeficiente de temperatura para potência máxima
TD –Taxa de Desempenho do Gerador.
N – Número de painéis que compõe o gerador
Pi – Potência nominal do inversor
Voc – Tensão mínima de circuito aberto
 γ_{isc} – Coeficiente de temperatura para potência máxima
Iscmax - Corrente de máxima potência
Vmpmax - Tensão de máximo ponto
A – ampere
Ah – ampere hora
W – watt
Hz – Frequência em hertz
kW – Quilo watt
W/m² – watt/metro²
kWh/dia – Quilo watt hora/ dia
kWh/m² dia – Quilo watt Hora/ metro quadrado dia
MW – Mega watt
MWh – Mega watt hora
MW/ano – Mega watt por ano
MJ/m² – Mega joule p/ metro quadrado
Lm/W – Lumens por watt
mm - milímetro
m – metro
m² - metro quadrado
m³ – metro cúbico
km – quilometro

km² - Quilometro quadrado

km³ – Quilometro cúbico

kq – quilograma

mca – Pressão em metros de coluna de água

m³/h – Vazão metro cúbico por hora

θ_z – Ângulo zenital

α – Altura ou elevação solar

γ_s – Ângulo azimutal do Sol ou azimuth solar

γ – Ângulo azimutal da superfície

β – Inclinação da superfície

kWh/m² – Quilo watt Hora p/ metro quadrado

kWh – Quilo watt Hora

Si – Silício

°C – Graus celsius

kV – Quilovolt

Erede – Energia fornecida à rede

Egfv – Energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico

I Corrente de saída do módulo fotovoltaico

ISC Corrente de curto-circuito

η_{inv} Rendimento do inversor

θ Ângulo de incidência solar

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 USINAS HIDROELÉTRICA	14
2.1 BLACKOUT	17
2.2 BLACK START	19
2.3 SISTEMAS AUXILIARES	20
2.4 SISTEMAS AUXILIARES MECÂNICOS	21
2.4.1 Sistema de drenagem	21
2.4.2 Sistemas de combate a incêndio	23
2.4.3 Sistema de Hidrantes	24
2.5 SISTEMAS AUXILIARES ELÉTRICOS	26
2.5.1 Sistema gerador diesel de emergência	27
2.5.2 Combustível	30
2.5.3 Sistema de iluminação	31
3 ENERGIA FOTOVOLTAÍCA	34
3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	34
3.1.1 Sistemas Fotovoltaicos	35
3.1.2 Painéis fotovoltaico	37
3.1.3 Banco de baterias	39
3.1.4 Controladores de Carga	41
3.1.5 Inversor de frequência	42
4 ESTUDO DE CASO	44
4.1 DIMENSIONAMENTO	46
4.1.1 Sistema Fotovoltaico	46
4.1.2 Área de Ocupação do Sistema Fotovoltaico	53
4.1.3 Baterias de acumuladores de 48 Vcc	56
5 ANÁLISE DE INVESTIMENTO	57
5.1 PAYBACK SIMPLES	57
6 CONCLUSÃO	61
7 REFERÊNCIAS	62
ANEXO A - Fluxograma sistema de drenagem	64
ANEXO B - Catálogo painéis solares	66
ANEXO C - Catálogo Inversor de Frequência	69

1 INTRODUÇÃO

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica etc.).

Visando o uso dessa fonte gratuita de energia, esta monografia terá como objetivo realizar um estudo de caso para a substituição do uso dos geradores diesel de emergência por um sistema fotovoltaico com banco de baterias para a restituição de uma usina hidroelétrica quando ocorrer um **“blackout”**.

Para o estudo de caso será considerado os dados conhecidos de uma usina hidroelétrica existente e o consumo dos sistemas auxiliares elétricos e mecânicos necessários para que as unidades geradoras possam ser restabelecidas e voltem a operar normalmente gerando energia.

Com base nos valores de consumo elétrico dos sistemas auxiliares para o restabelecimento da usina, será realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico e dos bancos de baterias necessários para a sua alimentação.

Porém como a condição de **“blackout”** ou apagão das usinas não acontecem com frequência, podemos utilizar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para alimentar cargas gerais diárias na usina, aumentando assim a disponibilidade de despacho da geração de energia que poderá ser vendida, ou conforme as normas ANEEL para geração distribuída, vender diretamente a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, gerando em ambos os casos uma receita para primeiramente recuperar o investimento no sistema fotovoltaico e posteriormente gerar receita para a usina.

Concluindo o estudo, será feito o estudo de viabilidade com a comparação do investimento na aquisição dos geradores diesel de emergência e dos seus insumos necessários para o seu funcionamento somente quando necessário o restabelecimento da usina com o sistema fotovoltaico na sua substituição, considerando sua utilização para alimentar os consumidores diários, aumentando a disponibilidade e segurança operacional do empreendimento.

2 USINAS HIDROELÉTRICA

A água é o recurso natural mais abundante na Terra, com um volume estimado de 1,36 bilhão de quilômetros cúbicos (km³) recobre 2/3 da superfície do planeta sob a forma de oceanos, calotas polares, rios e lagos. Além disso, pode ser encontrada em aquíferos subterrâneos, como o Guarani, no Sudeste brasileiro e entre as diversas formas de produção de energia elétrica, a hidroeletricidade é a que apresenta a maior eficiência no processo de conversão, as perdas estão concentradas, basicamente, nos circuitos hidráulicos e no grupo turbina-gerador, que já têm, hoje, rendimento superior a 92%.

Na transmissão de energia, o panorama também não é muito diferente. No Brasil, hoje, as perdas médias na alta tensão não excedem a 4% do volume de energia transmitida.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termoeólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

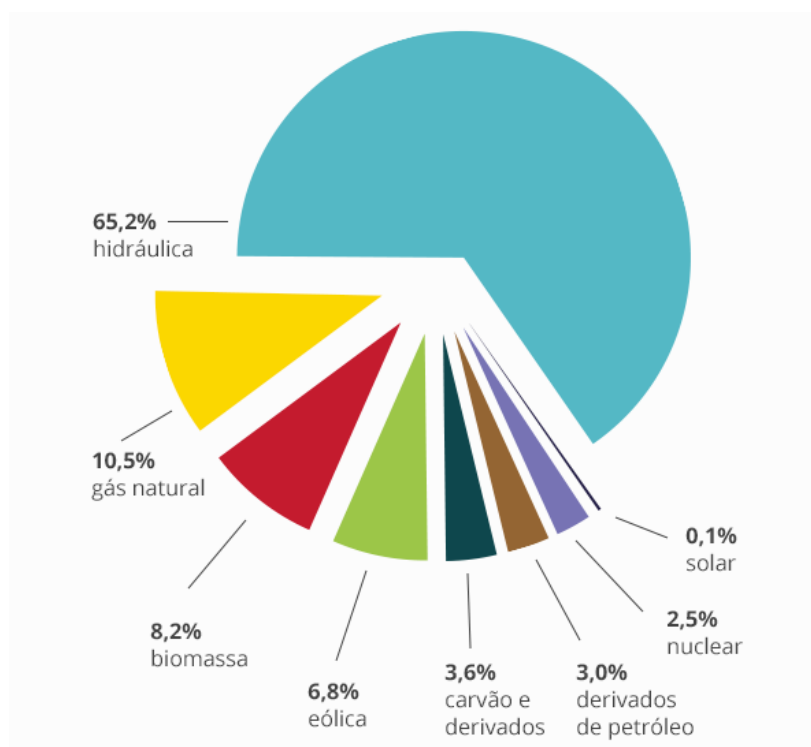


Figura 1 – Participação fontes geradoras renováveis de energia no Brasil
Fonte: Idec (2018)

Grande parte do sistema elétrico brasileiro (98% em termos de geração e carga) encontra-se eletricamente interligado, permitindo um uso otimizado dos recursos energéticos, pelo aproveitamento das diversidades hidrológicas e de mercado existentes entre as bacias e sub-bacias hidrográficas, sistemas e subsistemas elétricos e regiões geográficas, permitindo o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A esse sistema convencionou-se chamar de Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja operação coordenada é centralizada no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e são separados por 4 subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

“O SIN tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial” (ONS, 2006).

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN.

Tabela 1 – Potencial hidroelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica (MW)

Bacia	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Rio Amazonas	30.594,79	38.537,84	774,00	997,98	783,88	23.246,43	94.934,92
Rio Tocantins	1.874,60	8.383,36	3.258,00	167,19	0,00	13.252,68	26.935,83
Atlântico Norte e Nordeste	706,70	871,01	466,00	49,69	0,00	812,00	2.905,40
Rio São Francisco	1.560,98	3.649,12	6.355,10	254,81	0,00	10.785,75	22.605,76
Atlântico Leste	1.422,50	5.759,17	440,90	881,73	27,60	5.455,35	13.987,25
Rio Paraná	5.085,70	9.644,84	1.833,83	2.189,64	399,83	43.635,56	62.789,40
Rio Uruguai	341,70	4.058,56	292,00	473,02	148,40	6.415,18	11.728,86
Atlântico Sudeste	2.031,06	1.870,37	2.218,00	410,54	5,37	3.817,91	10.353,25
Totais	43.618,03	72.774,27	15.637,83	5.424,60	1.365,08	107.420,86	246.240,67

Fontes: Eletrobrás (2018)

A usina de nosso estudo está localizada na bacia do Paraná, onde é formado pelos rios Grande e Paranaíba e, a partir da confluência de ambos, pelo rio

Paraná, cobre uma extensa área de drenagem (no Brasil, são mais de 877.000 km² do território nacional) e atravessa uma área de grande importância socioeconômica.

As características dessa bacia, regime de águas (disponibilidade hídrica de 346,9 km³/ano), e declividade, fazem dela uma das mais importantes em termos de potencial hidrelétrico: são quase 58.000 MW (22% do potencial nacional). O desenvolvimento econômico da região explica por que é, das regiões hidrográficas brasileiras, a que apresenta o maior índice de aproveitamento desse potencial (mais de 72%, contra a média nacional de pouco mais de 30%).

Nessa região hidrográfica, cuja representação cartográfica encontram-se muitas das principais hidrelétricas brasileiras, incluindo a usina binacional de Itaipu, com 14.000 MW, lembrando que a partir de Itaipu, o rio Paraná corre fora do território brasileiro.

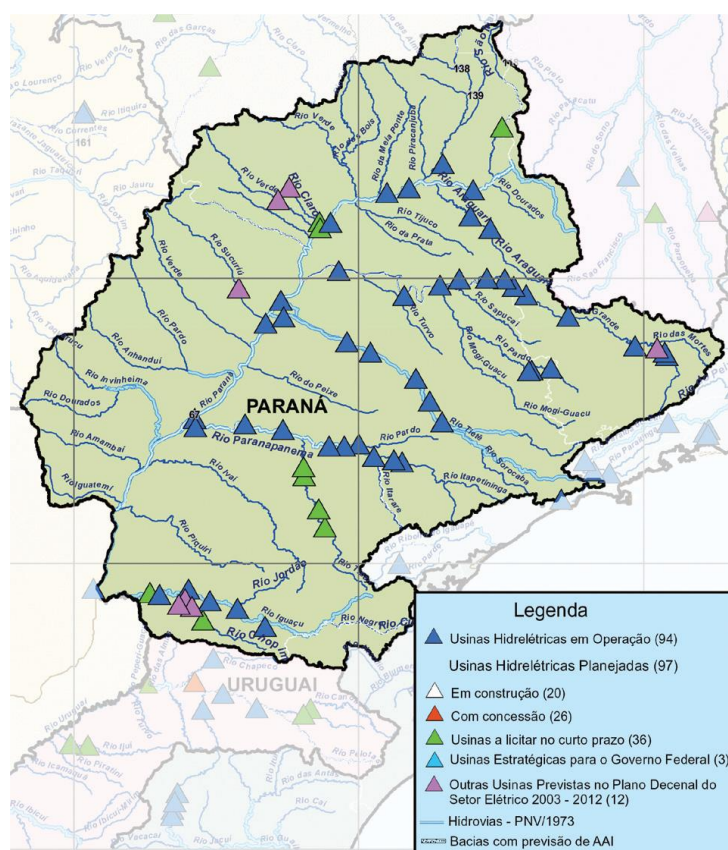


Figura 2 – Bacia do Rio Paraná
Fonte: ANA 2005

2.1 BLACKOUT

Silveira (1996) define **Blackout** como situação anômala na qual parte considerável da carga de um sistema elétrico ou de uma região (**blackout** total) encontra-se desligada por falha no sistema de transmissão e/ou geração.

Blackouts ou popularmente apelidado de “apagão”, são interrupções no suprimento ao consumidor que ocorrem por problemas no sistema de transmissão ou distribuição.

As razões que levam a essas panes de energia são muitas. Elas vão desde problemas causados por condições meteorológicas adversas, falhas de segurança ou rompimento de cabos e até falha humana.

Muitos críticos do sistema nacional apontam ainda a falta de investimentos como um dos fatores que contribuíram para que esses apagões ocorressem.

Todos os estados brasileiros, pelo menos uma vez, já foram atingidos por esses **blackouts**, porém nenhum deles superou oito horas de duração.

Segue abaixo a relação dos principais **blackouts** acontecidos no Brasil:

- Apagão de 17/09/1985

É considerado uma das primeiras grandes falhas no fornecimento de energia elétrica no país, atingindo um total de sete estados e mais o Distrito Federal.

Pelo menos 12 milhões de pessoas foram afetadas, moradores dos Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro, Goiás, São Paulo, Rio Grande do Sul e Espírito Santo. O blackout ocorreu devido à queda de um elo da subestação de Ibiúna e durou cerca de 30 minutos.

- Apagão de 11/03/1999

O termo “apagão” se originou nessa época. Cerca de 76 milhões de pessoas ficaram sem energia por um período que variou de 40 minutos até 6 horas. Foram afetados municípios das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. O Ministério de Minas e Energia informou que a razão do problema foi uma redução nos níveis de segurança e manutenção da subestação.

- Apagão de 21/01/2002

Novamente a região Centro-Sul do Brasil foi atingida por um novo **blackout**, onde 10 estados ficaram sem energia elétrica. O Estado de São Paulo foi o mais afetado onde 84% da população ficou sem energia por 4 hora, assim como o Mato Grosso, que teve 78% dos consumidores afetados.

Informaram que o problema ocorreu devido ao rompimento de um cabo na linha de transmissão de energia que liga a Usina Hidroelétrica Ilha Solteira à subestação de Araraquara, no interior de São Paulo.

- Apagão de 10/11/2009

É considerado até hoje o maior **blackout** da história do Brasil, 90 milhões de pessoas ficaram sem energia depois que condições meteorológicas adversas provocaram uma falha em três linhas de transmissão provenientes da Usina Hidroelétrica Itaipu.

No total, quatro estados brasileiros ficaram completamente sem luz enquanto outros quatorze tiveram um corte parcial de energia que variou de 1 a 7 horas sem energia. Além disso, 90% do território do Paraguai também foi afetado.

- Apagão de 10/02/2010

Os Estados das regiões Norte e Nordeste ficaram sem energia durante algumas horas. Em algumas cidades a queda foi rápida: apenas questões de minutos, em outras, levou duas horas para o restabelecimento da energia.

A causa do problema até hoje não foi identificada. A Eletronorte informou que houve uma pane não identificada na transmissão Norte-Sul. Porém o Operador Nacional do Sistema Elétrico indicou que a pane ocorreu na linha de transmissão que interliga o Norte e o Nordeste, provocando um efeito em cascata.

Além dos **blackouts** relacionados anteriormente, outros **blackouts** ocorreram, mas foram limitados a áreas menores do país, como o Nordeste em 2013 e Porto Alegre em 2014.

Esse tipo de inconveniente para a população do Brasil tem diminuído nos últimos anos. Podemos considerar o **blackout** como um evento que tem grande impacto, porém com baixa probabilidade de ocorrer.

As usinas hidroelétricas vêm realizando testes e simulações de restabelecimento das operações da usina no caso de um **blackout**, trazendo experiência e conhecimento para as equipes de operação e manutenção, além de permitir identificar e prevenir falhas no processo e equipamentos.

O simulado de **blackout** forçado, ou o **black start** é a simulação do desligamento de unidades geradoras devido a uma eventual interrupção de energia em parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) e faz a equipe da Operação e Manutenção religar as unidades geradoras em tempo real, utilizando como a principal fonte de alimentação elétrica, os geradores diesel, considerados fontes de emergência para restabelecimento da usina.

Para realizar o ensaio, é preciso ter o aval do Operador Nacional do Sistema (ONS), e conforme recomendação da equipe de operação da usina de Itaipu. “A simulação tem que ser feita em um período de carga leve e não ocasionar riscos reais para o sistema, por isso este ensaio acontece no domingo”.

Após a anuência do ONS, as unidades são desligadas, ou parcialmente desligadas, dependendo do tamanho da usina e o **black start** inicia com o acionamento do gerador a diesel de emergência, que gera a energia necessária para partir as unidades geradoras.

2.2 BLACK START

A simulação por "**black start** " é desejável serem feitas em todas as usinas hidroelétricas, principalmente as usinas que são responsáveis pelo restabelecimento do SIN.

O **black start** tem início com o restabelecimento dos serviços auxiliares para que a unidade consiga chegar nas condições da velocidade nominal sem carga, para que depois possam ser fechados os disjuntores do gerador, para energizar os transformadores, na sequência as linhas de transmissão e no momento que a rede for restabelecida, a usina deve ser sincronizada com a rede.

Para que o **black start** seja efetivo as fontes de energia de emergência devem partir automaticamente no momento que há a perda da alimentação principal e depois fazer a conexão automática com os sistemas da usina.

Os sistemas de alimentação de emergência deverão ter também a possibilidade da partida e conexão manual com os sistemas, caso o automatismo não funcione. Desse mesmo modo, o controle manual dessas fontes de energia emergencial deve possibilitar a realização dos testes de funcionamento das fontes de energia de emergência.

2.3 SISTEMAS AUXILIARES

Além da turbina, gerador, transformador, sistema de controle, sistema de proteção e em alguns casos a subestação, a usina hidroelétrica é composta também pelos sistemas auxiliares que são divididos em sistemas auxiliares elétricos e sistemas auxiliares mecânicos, além de todo o sistema de controle e de proteção elétrica dos equipamentos e sistemas.

Os sistemas auxiliares requerem relativamente pouca potência para sua alimentação. A alimentação dos sistemas auxiliares pode ser dividida em duas partes, uma para os equipamentos necessários a operação das unidades geradoras, como sistema de óleo lubrificante, sistema de regulação de velocidade, comporta de emergência, entre outros e outra para alimentação dos sistemas gerais relacionados a usina, como sistema de ventilação, sistema de drenagem, equipamentos de levantamento e os demais sistemas que compõe a usina.

A energia para alimentar os sistemas auxiliares, quando a usina está em operação normal, pode ser gerada pelas unidades geradoras principais, ou dependendo do tipo de usinas, esta pode ter unidades geradoras auxiliares com potências adequadas a essa aplicação e no caso do blackout, os serviços auxiliares essenciais para o restabelecimento da usina, são alimentados por geradores diesel de emergência.

As cargas essenciais de uma usina são todas as cargas necessárias para preservação do patrimônio físico, como exemplo, o sistema de drenagem; o sistema de hidrantes; as referentes à preservação do ser humano, como exemplo a iluminação de rotas de fuga, sistema de detecção e alarme de incêndio; as referentes à operação em emergência de uma unidade geradora englobando o sistema de controle e proteção; mais a iluminação (da ordem de 50% do total) para operação dessa unidade que recomporá a usina no sistema elétrico.

2.4 SISTEMAS AUXILIARES MECÂNICOS

O sistema auxiliar mecânico é composto pelos seguintes sistemas auxiliares:

- Sistemas de Drenagem;
- Sistema de Esgotamento;
- Sistema de Água de Resfriamento;
- Sistema de Água de Serviço;
- Sistema de Água Potável;
- Sistema de Detecção de Incêndio;
- Sistema de Combate ao Incêndio;
- Sistema de Combate a Incêndio do Gerador;
- Sistema de Combate a Incêndio dos Transformadores;
- Sistema de Hidrantes;
- Sistema de Extintores Portáteis;
- Proteção Passiva Contra Fogo;
- Sistema de Separação Água/Óleo Isolante
- Sistema de Separação Água/Óleo Lubrificante;
- Sistema de Esgoto;
- Sistema de Ar Comprimido para Serviços Gerais;
- Sistema de Ar Comprimido de Rebaixamento;
- Sistema de Ventilação;
- Sistema de Ar-Condicionado;
- Sistema de Medições Hidráulicas
- Sistema de Tratamento de Óleo;

2.4.1 Sistema de drenagem

O Sistema de Drenagem tem o objetivo de bombear para o canal de fuga toda água de percolação, infiltração, vazamentos normais ou acidentais dos equipamentos e tubulações dentro da casa de força.

A água drenada pelas canaletas e ralos é encaminhada por gravidade para o poço de drenagem, onde uma bomba bombeia essa água que pode estar contaminada com óleo por uma caixa de separação água/óleo antes de ser lançada no Canal de Fuga.

A Usina de nosso estudo possui cinco poços de drenagem interconectados que são utilizados tanto para drenagem quanto esgotamento ou esvaziamento da turbina, em caso de manutenção.

Por ser um sistema de segurança para a usina, o sistema de drenagem é um sistema autônomo, onde o controle da bomba é feito automaticamente por sensores instalados dentro do poço.

Os equipamentos dos sistemas de drenagem são adequados aos circuitos conforme as tensões disponíveis na usina, que são:

- Circuitos de potência 440 Vac $\pm$ 10%;
- Circuitos de iluminação, desumidificação e tomadas, 220 Vac $\pm$ 10%;
- Circuitos de corrente contínua 125 e 24 Vdc;
- Frequência nominal 60 Hz

As bombas instaladas na usina, responsáveis por garantir que a usina não inunde são do tipo submersível, com vazão de 480 m³/h e pressão de 60 mca.

Tabela 2 – Dados das bombas de drenagem

D. DATA SHEET OF PUMP \ Folha de dados da bomba

TYPE\Modelo	250WQ480-60-132
QUANTITY\Quantidade	3
FLOW\Fluxo	480m ³
HEAD\Queda	60m
HYDRAULIC EFFICIENCY\Eficiência	65%
SHAFT POWER\Capacidade do eixo	120.6KW
DISCHARGE\Diâmetro de drenagem	250mm
IMPELLER TYPE\Tipo do impulsor	CLOSED IMPELLER\Impulsor fechado
IMPELLER SIZE\Dimensão do impulsor	390mm

E. DATA SHEET OF MOTOR \ Folha de dados de motor

RATED POWER\Capacidade nominal	132KW
RATED SPEED\Velocidade nominal	1760r/min
CABLE LENGTH\Comprimento do cabo	20m
FREQUENCY\Tensão nominal	440V
PROTECTION TYPE\Frequência	60HZ
STARTING TYPE\Tipo do arranque	SOFTSTART\Arranque suave

Fontes: Dados primários de pesquisa

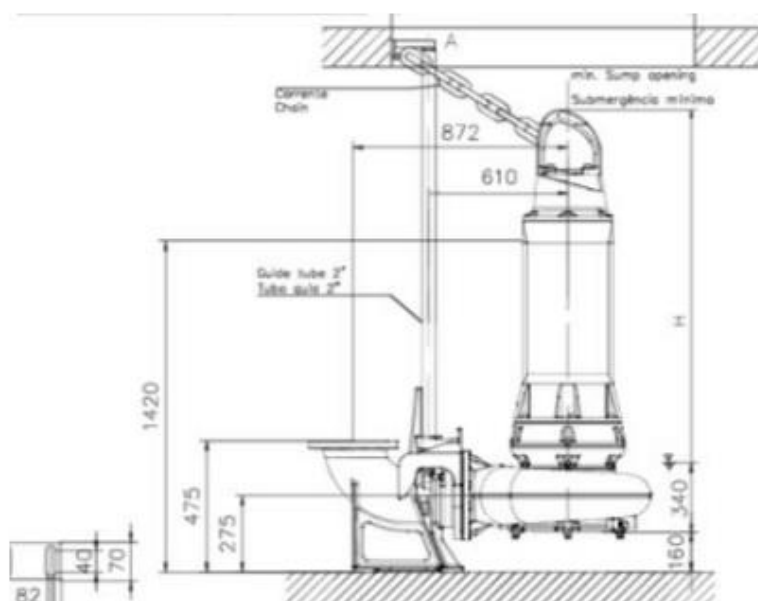


Figura 3 – Bombas de drenagem
Fonte: Dados primários da pesquisa

Para controlar as bombas, há painéis locais de controle que possuem chaves seletoras para selecionar a operação das bombas manual ou automaticamente. Em modo manual, a operação da bomba é realizada através das botoeiras, em modo automático, a operação é realizada pelos sensores de níveis, instalados dentro dos poços.

Para maiores informações do sistema de drenagem, ver fluxograma do sistema no apêndice A.

2.4.2 Sistemas de combate a incêndio

Os Sistemas de Combate ao Incêndio têm a função de detectar, proteger e combater o incêndio, ou princípio de incêndio em equipamentos e todos os ambientes dentro da usina.

Os sistemas de combate a incêndio da usina em estudo compreendem 6 sistemas, que são:

- Sistema de Combate ao Incêndio dos Transformadores;
- Sistema de CO₂ de Combate ao Incêndio do Gerador;
- Sistema de Hidrantes;

- Sistema de Detecção e Alarme de Incêndio;
- Sistema de Extintores Portáteis;
- Sistema de Proteção Passiva e Barreiras Contra Incêndios.

Vamos dar ênfase para o sistema de hidrantes, pois o mesmo é o principal sistema para a obtenção do Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros (AVCB) e a licença de funcionamento da usina, além de garantir a integridade e segurança da usina.

Não consideraremos o sistema de detecção e alarme de incêndio, pois o sistema possui baterias independentes para a operação **stand alone**, sem a necessidade de alimentação externa.

2.4.3 Sistema de Hidrantes

O sistema de combate a incêndio por hidrantes é constituído por bombas, rede de tubulações, válvulas e um conjunto de hidrantes para atender os pisos e todos os locais onde haja risco de incêndio na usina.

O sistema de bombeamento é constituído por três bombas, sendo uma bomba principal, uma bomba reserva e uma bomba jockey para manter a linha pressurizada.

As bombas serão acionadas pela indicação de baixa pressão quando da abertura de qualquer hidrante, de forma que a pressão disponível seja suficiente para atender a pressão de 80 mca para mangotinhos e de 70,36 mca para os hidrantes mais desfavoráveis, onde a pressão nos hidrantes não deve ser superior a 100 mca. Vale ressaltar que as bombas não trabalham em conjunto, para o sistema de hidrante, temos uma bomba principal, uma reserva e a jockey é responsável de manter a linha pressurizada, apta para quando for necessário à sua utilização.

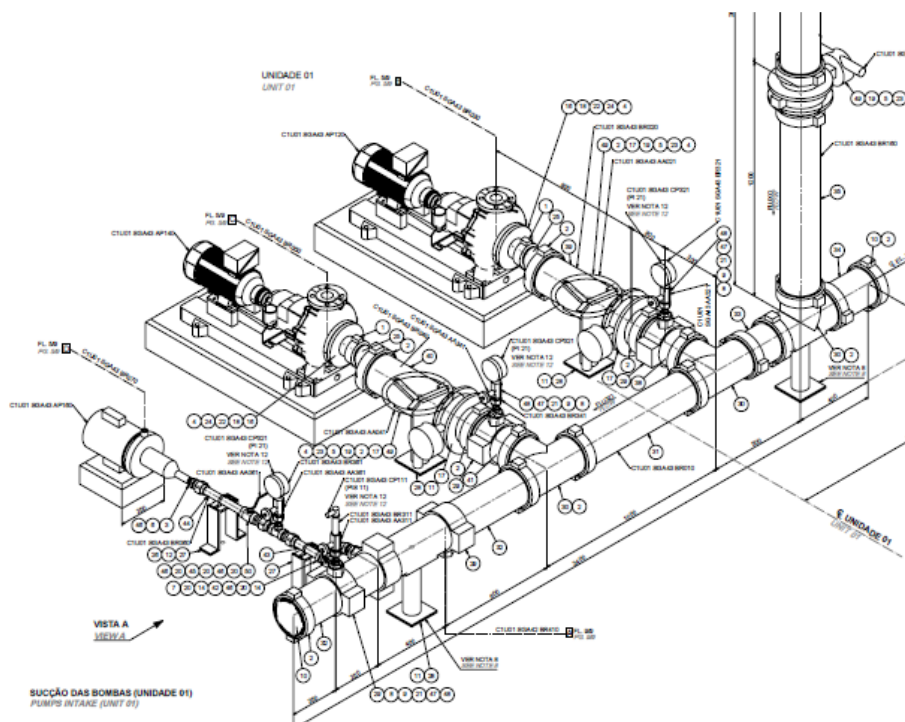


Figura 4 - Bombas para o sistema de hidrantes
Fonte: Dados primários da pesquisa

Tabela 3 – Dados das bombas de hidrantes

CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS / EQUIPMENTS CHARACTERISTICS			
TAG	VAZÃO / FLOW (m³/h)	Hg (mca / mWG)	POTÊNCIA / POWER (kW)
C1U01 SGA43 AP120	72,00	76,58	30,00
C1U01 SGA43 AP140	72,00	76,58	30,00
C1U01 SGA43 AP160	1,03	77,00	2,20

Fontes: Dados primários de pesquisa

Em condições normais, as Bombas do Sistema de Combate a Incêndio por Hidrantes operam de forma automática a partir do painel de controle local, conforme atuação de pressostatos mencionados anteriormente, que estarão interligados ao circuito hidráulico.

As bombas serão desligadas automaticamente a partir de uma faixa de pressão pré-estabelecida no comissionamento.

Os hidrantes possuem duas conexões, uma conexão de diâmetro de 2½", para uso dos bombeiros e outra de diâmetro de 1½" para uso do pessoal treinado e/ou da brigada de incêndio.

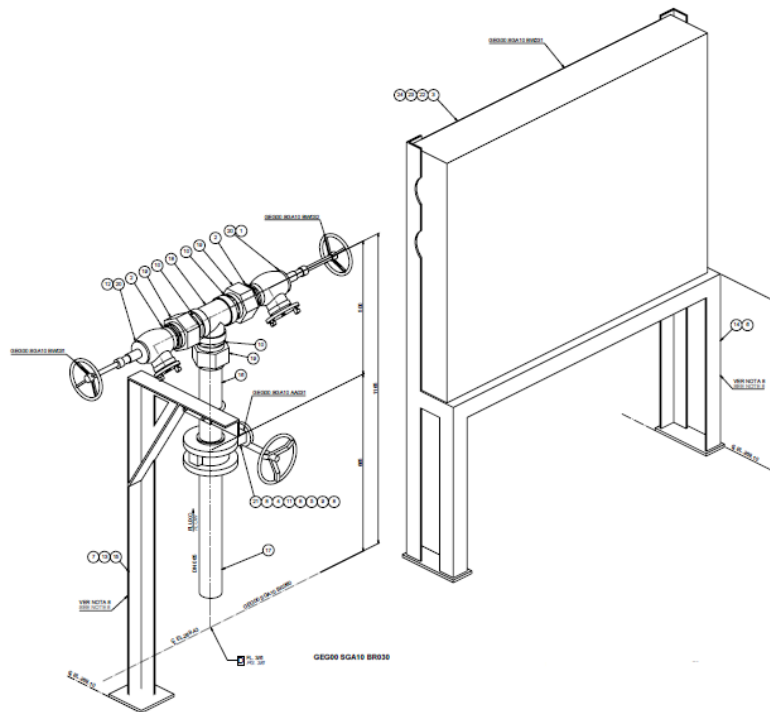


Figura 5 – Arranjo típico dos hidrantes
Fonte: Dados primários de pesquisa

2.5 SISTEMAS AUXILIARES ELÉTRICOS

O sistema auxiliar elétrico é composto pelos seguintes sistemas auxiliares:

- Conjuntos de Manobra de Média Tensão
- Painéis de Distribuição de Baixa Tensão CA;
- Painéis Auxiliares de Distribuição de Baixa Tensão CA;
- Painéis de Iluminação CA;
- Painéis de Distribuição de Baixa Tensão CC;
- Transformadores de Potência para os serviços auxiliares;
- Carregadores e Baterias de acumuladores de 125 Vcc;
- Grupos Geradores a Diesel;
- Componentes Elétricos Avulsos;
- Vias de Cabos e Cabos Isolados;
- Sistema de Iluminação: normal, emergência e rotas de fuga;
- Sistema de Aterramento.

2.5.1 Sistema gerador diesel de emergência

Devido ao seu importante papel no restabelecimento da usina, os grupos geradores diesel de emergência devem ser especificados e aplicados de forma a fornecer energia elétrica confiável e de qualidade quando solicitado. O gerador é dimensionado para atender a todas as cargas essenciais da usina hidroelétrica.

Basicamente o gerador diesel transforma a energia térmica da queima do combustível no motor em energia mecânica que é transmitida para o gerador que converte essa energia em energia elétrica de forma eficiente e segura.

O Impacto da Carga Elétrica no Dimensionamento do Gerador explica os vários tipos de carga e seus impactos no tamanho do grupo gerador, em sua operação e na escolha do tipo de equipamento.

Em geral, as exigências normativas especificam o equipamento de carga mínima a ser servido de acordo com a sua classificação.

- Classificação **Standby**

Os sistemas **Standby** Opcionais geralmente são instalados onde a segurança não é um fator crítico, mas a falta de energia pode causar perdas de negócios ou receitas, interrupção de processos críticos, ou causar inconveniências ou desconfortos, pode selecionar as cargas a serem conectadas ao sistema. Estes sistemas normalmente são instalados em centros de processamento de dados, fazendas, edifícios comerciais / industriais e residências.

- Energia Prime

As instalações de energia Prime utilizam a geração local em vez da energia normal fornecida pela rede pública, em áreas onde os serviços da empresa fornecedora de energia não estejam disponíveis, como em usinas geradoras de energia. Um sistema simples de energia Prime utiliza pelo menos dois grupos geradores e uma chave comutadora para transferir a energia para as cargas entre eles. Um dos geradores funciona continuamente com uma carga variável e o outro serve como reserva no caso de queda de energia.

Em consequência da combustão interna, os geradores diesel emitem ruído, muitas vezes superando o limite permitido por lei, o que ocasiona transtornos dependendo do ambiente e aplicação. Para esses casos o moto-gerador é envolvido por carenagem, que possui uma estrutura diferenciada e isolamento específico para diminuir o ruído gerado pelo conjunto. A carenagem do moto gerador permite que o ruído produzido não ultrapasse 75 decibéis, a partir de uma distância de 7 metros.

Essa estrutura é resistente a intempéries e pode ser exposto a mudanças de temperatura e variações climáticas, sem sofrer danos. Sua instalação é mais simples que a do gerador aberto, precisando somente do local a ser colocado e conectado ao sistema.

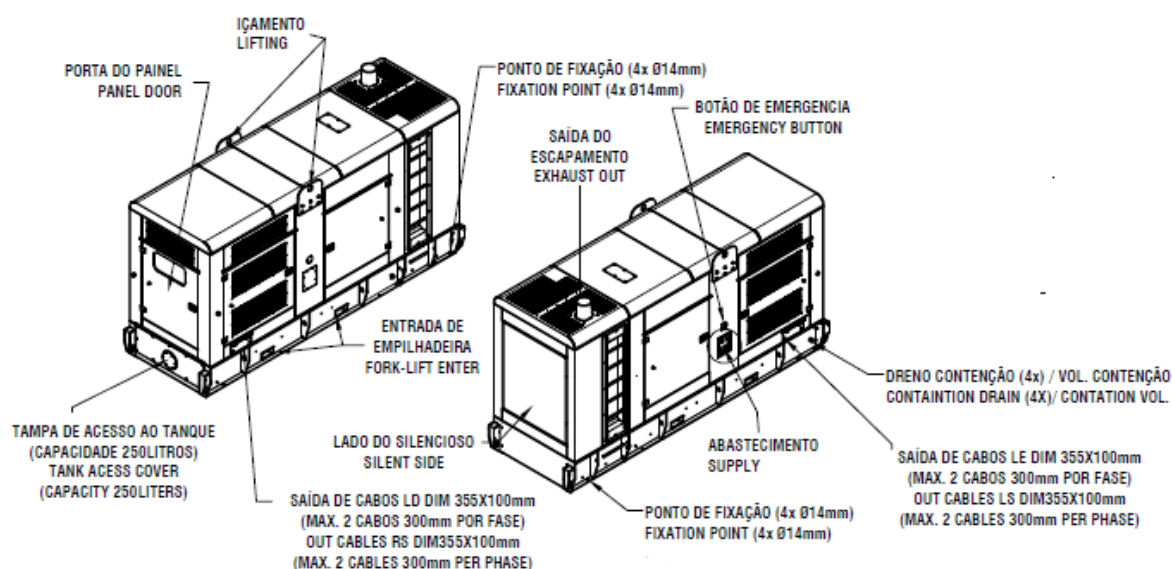


Figura 7 – Gerador Diesel Carenado.
Fonte: Dados primários da pesquisa.

Na usina de nosso estudo estão instalados 3 grupos geradores diesel, trifásicos, que trabalham em paralelo, onde apenas um gerador diesel é necessário para restabelecer uma unidade. Os geradores são trifásicos, tensão nominal 460 Vca, frequência de 60 Hz, potência nominal 550 kVA, fator de potência de 80%, são classificados para utilização Prime, fornecidos completos com painéis de controle e chaveamento automático, carenado, com o objetivo principal de restabelecer os serviços auxiliares básicos para a partida da unidade geradora no caso de um blackout.

Dados técnicos dos geradores a diesel

Quantidade	03
Potência nominal:	550 kVA
Tensão nominal:	460 Vca
Fator de potência nominal:	0,8
Tipo do gerador:	síncrono
Fases:	trifásico
Ligação:	estrela com neutro acessível
Frequência:	60 Hz
Excitação:	brushless

Utilizaremos os dados e características de 01 gerador diesel para realizarmos o estudo de caso na utilização do sistema fotovoltaico em substituição a esse equipamento, pois é necessário somente 01 equipamento para restabelecimento 01 unidade geradora.

2.5.2 Combustível

Outro fator importante para os geradores a diesel é a qualidade do combustível utilizado, pois para um bom desempenho de partida e máxima vida útil do motor, recomenda-se que o combustível diesel esteja conforme os parâmetros da norma ASTM D975 Grau No. 2.

O tanque de armazenamento de combustível deve ser projetado de forma correta, conforme a aplicação a qual o equipamento será submetido. Na usina do estudo, o tanque de combustível principal foi dimensionado para garantir o funcionamento sem interrupções do gerador diesel por 12 horas.

O combustível diesel pode ser armazenado por um período de até dois anos, assim o tanque de armazenamento deve ser dimensionado para permitir o reabastecimento de combustível com base na aplicação e na programação de testes nesse período.

Conforme Manual de Aplicação Cummins para Grupo Geradores Arrefecidos a Água pode ser necessário aplicar um micro-bioinseticida se a frequência de reabastecimento for baixa, ou se condições de umidade forem elevadas, pois

favorecerem o crescimento de micróbios no combustível. Os micróbios podem obstruir os filtros de combustível e afetar o funcionamento do motor ou até mesmo danificá-lo.

Para não termos problema de armazenamento do combustível, os geradores diesel possuem também um tanque diário que são abastecidos com o combustível necessário para realização das manutenções semanais e quando necessário no caso do **black out**, para fazer a troca da alimentação para o tanque principal.

O tanque de combustível diário de nosso estudo de caso é do tipo atmosférico e instalação em posição horizontal e tem as seguintes características:

Material Utilizado:	Aço Carbono ASTM A-36
Capacidade Nominal:	0,5 m ³
Diâmetro do Corpo Cilíndrico:	800 mm
Comprimento do Corpo Cilíndrico:	1100 mm
Espessura das Chapas:	2,65 mm
Massa Aproximada:	250 kg

2.5.3 Sistema de iluminação

Conforme Moreira (2017) o sistema de iluminação artificial é responsável por fornecer o nível de iluminação desejada nos ambientes das edificações, de forma a garantir um ambiente adequado para a realização das tarefas a que o ambiente se propõe.

De acordo com a NBR-8995-1, a iluminância e sua distribuição nas áreas de trabalho e no entorno imediato têm um maior impacto como uma pessoa percebe e realiza a tarefa visual de forma rápida, segura e confortável. Para lugares onde a área específica é desconhecida, a área onde a tarefa pode ocorrer é considerada a área de tarefa.

Caselato (2017) recomenda que os novos tipos de iluminação sejam do tipo LED, que além de trazer mais conforto para os operadores, traz também maior economia no sistema de iluminação.

O LED (light emitting diode) é um diodo semicondutor emissor de luz, fonte de baixo consumo elétrico e grande durabilidade, hoje a eficiência do LED está

acima de 60 lm/W até 130 lm/W e devido a fabricação em larga escala é uma opção de baixo custo que viabiliza a sua aplicação.

A usina considerada em nosso estudo tem o seu sistema de iluminação projetada de acordo com o estudo luminotécnico que obedece às recomendações das últimas versões das normas técnicas da ABNT e que necessita de 275 kW para sua alimentação total.

Para uma usina hidroelétrica os valores utilizados para a iluminância dos ambientes e que atende a ABNT estão na tabela 4.

Tabela 4 - Níveis de iluminação médio e típico de usinas hidroelétricas

Local	Índice de Iluminamento
Piso dos grupos geradores	300 lux
Área de montagem	300 lux
Área de equipamentos elétricos - Frente dos painéis	300 lux
Traseira dos painéis	150 lux
Área da subestação GIS	300 lux
Área de equipamentos mecânicos – Sala de bombas, compressores, filtros, galeria mecânica, piso da turbina etc.	200 lux
Sala do gerador diesel de emergência	200 lux
Poço do gerador e da turbina	200 lux
Sala de baterias e sala de ar-condicionado	200 lux
Oficinas: Laboratório	500 lux
Ferramentaria	300 lux
Almoxarifado	200 lux
Sala central de controle, laboratório, sala de painéis e de telecomunicação	500 lux
Sala de treinamento e escritórios	500 lux
Copa e refeitório e sala dos operadores	300 lux
Sanitários	150 lux
Escadas e corredores de distribuição	100 lux
Galerias de drenagem da barragem	50 lux
Galerias ou shaft de cabos	100 lux

Tabela 4 - Níveis de iluminamento médio e típico de usinas hidroelétricas

Local	Índice de Iluminamento
Iluminação de emergência das rotas de fuga	
Superfície plana	5 lux
Superfície com obstáculos e escadas	5 lux
Iluminação de emergência de ambientes críticos, tal como sala de controle e painéis	10 lux

Fonte: ABNT NBR ISO/CIE 8995-1

3 ENERGIA FOTOVOLTAÍCA

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol é inesgotável tanto como fonte de calor quanto de luz. Segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil, mostra que o potencial de radiação solar anual varia de 14 MJ/m² a 20 MJ/m², onde temos no mínimo 5 horas de insolação diária.

É a partir da energia do Sol que se dá o ciclo das águas que possibilita o represamento da água e a consequente geração de eletricidade por meio das hidroelétricas.

A radiação solar também induz a circulação atmosférica do ar em larga escala, causando as tempestades e os ventos, que são aproveitados pelos aerogeradores que transformam a energia do vento em energia elétrica.

A energia e luz do Sol são aproveitadas pela matéria orgânica (flora e fauna) para se desenvolver, sendo fator determinante para a fotossíntese e crescimento das plantas, como a cana-de-açúcar que é transformada em açúcar ou combustível em forma de álcool ou bagaço nas usinas.

Diante do novo cenário que está acontecendo com o clima mundial, é notável o impulso da geração de energia elétrica por conversão fotovoltaica. No Brasil esse tipo de energia vem crescendo em larga escala, através de projetos privados e governamentais, devido às novas políticas e resoluções para a sua utilização.

Com base nesse crescimento da utilização da energia fotovoltaica a ANEEL criou Resoluções Normativas nº 482, de 17 de abril de 2012 e a nº 687, que visa geração distribuída da energia pelos consumidores, que sanaria o problema de grande demanda das linhas de transmissão no país que tem escalas continentais.

3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Conforme Moreira (2017), a Energia Solar Fotovoltaica é a energia obtida a partir da conversão da radiação solar que incide no painel fotovoltaico em energia elétrica em corrente contínua.

O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz.

Em 1876 foi concebido o primeiro aparato fotovoltaico, porém somente em 1956 iniciou-se a produção industrial, devido ao desenvolvimento da microeletrônica.

Inicialmente a energia fotovoltaica foi procurada por empresas do setor de telecomunicações que buscavam soluções para fontes de energia alternativas para alimentação de sistemas instalados em localidades remotas.

Outro setor que necessitou de um meio mais adequado, com um menor custo e peso para fornecer energia elétrica em longos períodos de permanência, foram as empresas que estavam disputando a “corrida espacial”, como também a necessidade de energia para alimentação dos satélites no espaço.

O silício, semicondutor, é a base da fabricação dos painéis solares, além de ser o segundo elemento mais abundante encontrado na crosta terrestre. Ele é explorado pelas formas: monocristalina (mono-Si), policristalina (poly-Si) e amorfa (a-Si).

No entanto, a busca de materiais alternativos é intensa e concentra-se na área de filmes finos, onde o silício amorfo é o principal material a ser utilizado, esses materiais requerem uma menor quantidade de energia no processo de fabricação, que justifica o esforço em seu aperfeiçoamento.

3.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias: isolados, híbridos ou conectados à rede. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos.

Isto pode ser exemplificado em uma utilização híbrida diesel-fotovoltaica, onde o percentual de cada sistema pode variar de 0 a 100%. A porcentagem, dependerá do custo do investimento inicial, custo de manutenção, dificuldade de obtenção do combustível e seus cuidados, emissões de poluentes, ruído, área de instalação disponível para o sistema fotovoltaico etc.

Os sistemas híbridos são mais complexos e necessitam de um controle capaz de integrar os vários meios geradores de energia. Na figura abaixo é possível ver as possíveis configurações, assim como as estratégias de uso de cada uma das fontes de energia.

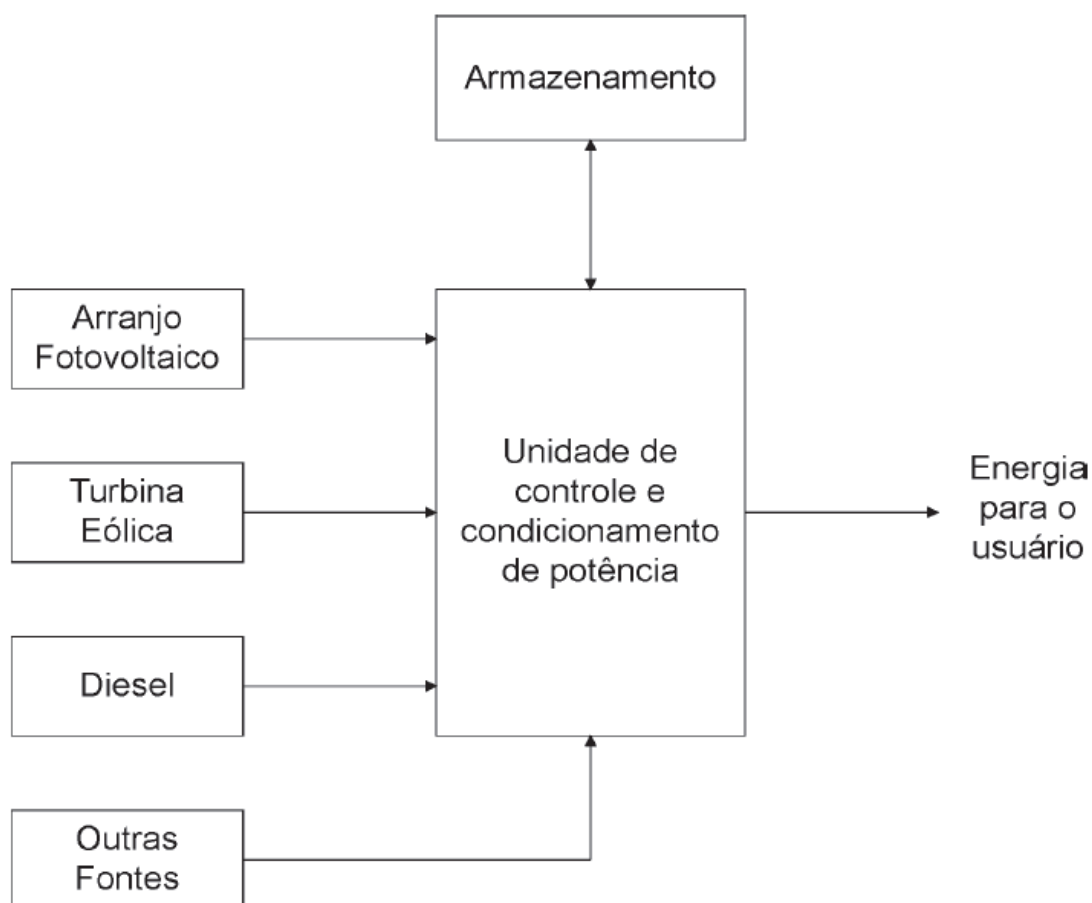


Figura 8 – Exemplo de sistema híbrido
Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

Quando há a necessidade da utilização da energia em corrente alternada (CA) é preciso incorporar ao sistema um inversor de frequência que transforma a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), além do armazenamento da energia por baterias, quando se deseja utilizar a energia nos períodos em que não há geração fotovoltaica.

3.1.2 Painéis fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos geram energia elétrica, convertendo a luz do sol em eletricidade sem partes móveis, com zero emissões e quase sem manutenção.

Uma única célula solar produz cerca de 0,5 V, onde os valores típicos fabricados pela indústria são de 12 V, 24 V e 48 V por painel, com potências até 1000 W.

Geralmente a potência dos módulos é dada pela potência de pico, ou seja, a potência máxima fornecida em condições ótimas de temperatura e radiação incidente.

As outras principais características dos módulos fotovoltaicos são:

- Tensão em Circuito Aberto (VOC)
- Corrente de curto-circuito (ISC)
- Potência Máxima (P_{máx})
- Tensão Eléctrica à Potência Máxima (VMP)
- Corrente à Potência Máxima (IMP)

Para se obter as curvas característica de cada módulo fotovoltaico, se definiu o padrão para a radiação solar de 1000 W/m², radiação recebida na superfície da Terra em dia claro ao meio-dia, e temperatura de 25° C na célula, onde a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura.

Como podemos ver a seguir, a corrente do módulo fotovoltaico varia com a radiação de forma proporcional, porém a tensão se mantém praticamente constante.

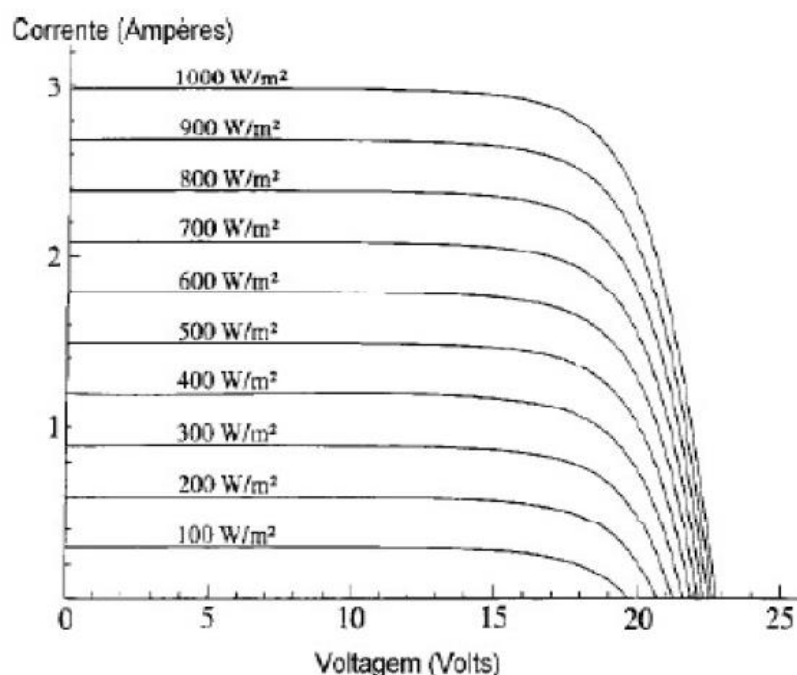


Figura 9 – Variação da corrente com a radiação solar
Fonte:ADIV (2010)

Outro fator que influencia na tensão de saída do módulo fotovoltaico é a temperatura da célula, onde há a redução da tensão proporcionalmente com o aumento da temperatura. Ainda existe um efeito secundário causado por um pequeno incremento da corrente para valores baixos de tensão.

SUBIDA informa que em locais com temperaturas ambientes muito elevadas são adequados módulos que possuam maior quantidade de células em série a fim de que as mesmas tenham suficiente tensão de saída para carregar baterias.

A potência máxima de saída varia durante o dia. A característica I-V do módulo varia também com as condições ambientais (radiação, temperatura), isto quer dizer que haverá uma família de curvas I-V que nos mostrará as características de saída do módulo durante o dia numa época do ano, onde a quantidade de energia que o módulo é capaz de entregar durante o dia é representada pela área compreendida sob a curva e mede-se em Watts hora/dia.

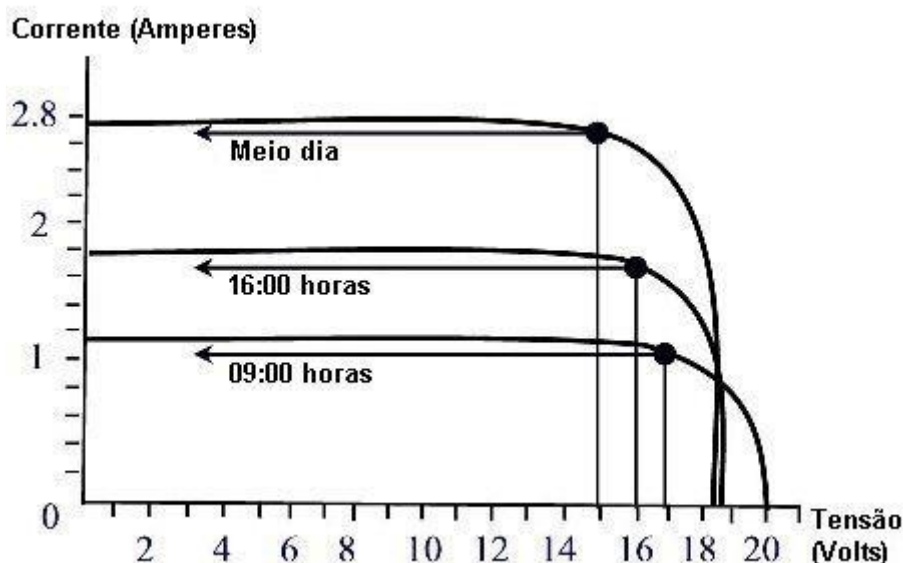


Figura 10 Potência máxima em função das horas do dia
Fonte: ADIV (2010)

Outro fator que influencia na produção de energia dos módulos fotovoltaicos é o seu grau de limpeza. Os módulos devem ser mantidos sempre limpos, sem a presença de detritos, pó e outros tipos de sujeira, que podem reduzir o desempenho dos sistemas fotovoltaicos em cerca de 20%.

Normalmente o principal mecanismo de limpeza é a própria chuva, porém nos períodos de seca ou nos módulos instalados com inclinação inferior a 15 graus não será suficiente. Atualmente, se realiza a limpeza dos módulos fotovoltaicos com pano úmido e detergente neutro.

3.1.3 Banco de baterias

Baterias são conhecidas por serem uma eficiente forma de armazenamento de energia e há a produção de corrente contínua através da conversão de energia química em energia elétrica.

A tensão da bateria varia conforme o seu estado de carga, tempo de uso, temperatura, regime de recarregamento e descarga, entre outras.

Quando o módulo fotovoltaico de tensão máxima de saída de 20 V está conectado a uma bateria com amplitude de 12 a 14 V, este a danificará, devido a grande diferença de tensão, então quem determinará o ponto de funcionamento do módulo é a bateria.

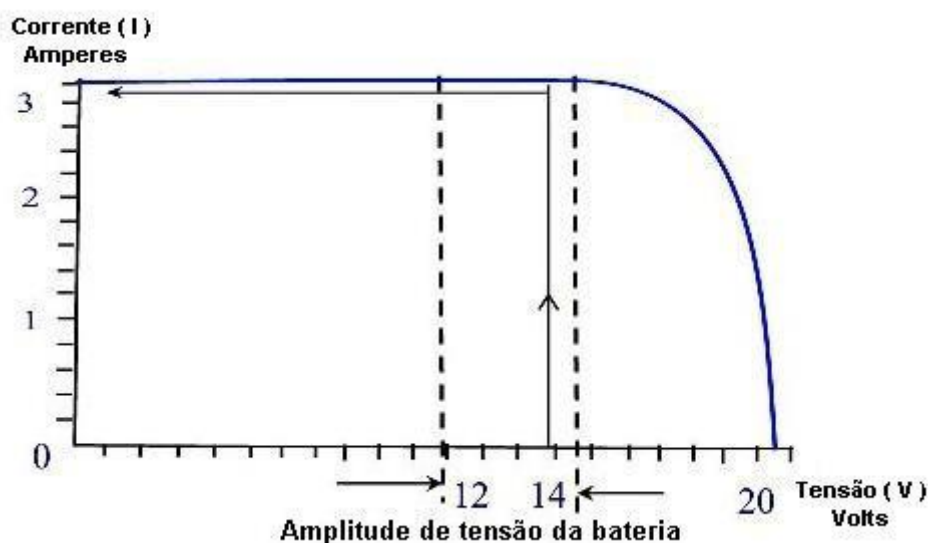


Figura 11 – Faixa operação das baterias
Fonte: ADIV (2010)

Também temos que levar em conta as variações da corrente e tensão na saída do módulo fotovoltaico, conforme as variações de radiação solar e da temperatura ao longo do dia, que influenciará na corrente entrando na bateria.

SUBIDA ainda define que a mais simples unidade de operação de uma bateria é chamada de “célula eletroquímica” ou, simplesmente, “célula”. Uma bateria pode ser composta de apenas uma célula ou de um conjunto de células.

Para cada tipo de célula existem diversas tecnologias de construção e possibilidades de composição (materiais envolvidos), onde para o caso específico dos sistemas fotovoltaicos, as baterias de chumbo-ácido respondem pela totalidade dos sistemas já instalados e utilizam-se as baterias abertas nos sistemas de grande porte e as baterias seladas para os sistemas pequeno porte.

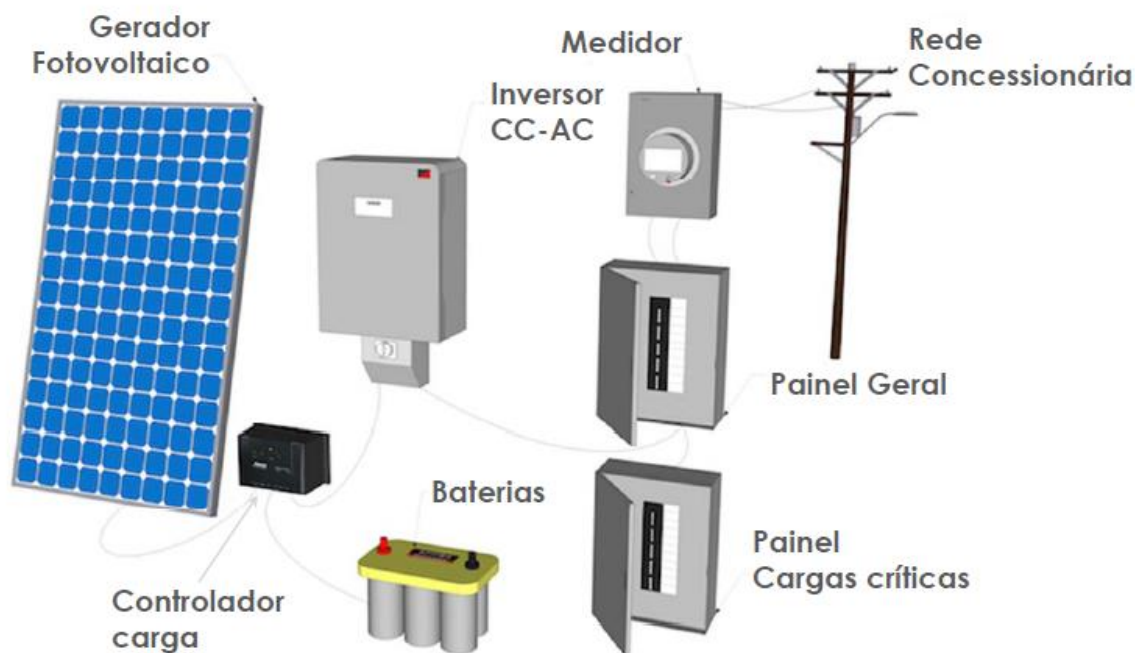


Figura 12 – Esquema do sistema fotovoltaico
Fonte: Dados primários da pesquisa.

3.1.4 Controladores de Carga

Controladores de carga são utilizados na maioria dos sistemas fotovoltaicos com o objetivo básico de controlar a transferência de energia do sistema fotovoltaico para a bateria ou banco de baterias, assim protegendo-as contra cargas e descargas excessivas, aumentando, conseqüentemente, a sua vida útil.

Os controladores de carga, ou os reguladores de tensão, como também são conhecidos, são componentes críticos aos sistemas fotovoltaicos, pois caso venham a apresentar falhas, a bateria sofrerá danos irreversíveis. Devem ser projetados de acordo com o tipo de bateria utilizada.

A função básica do controlador de carga é desconectar o sistema fotovoltaico quando a bateria atingir a plena carga interrompendo o fornecimento de energia para a bateria a um nível mínimo de segurança.

Alguns controladores também podem monitorar o desempenho do sistema fotovoltaico, acionando alarmes, quando ocorre algum problema. Para melhorar o desempenho do controlador de carga, pode-se ainda acoplar a ele um sensor de temperatura de forma a compensar o efeito da variação da temperatura nos parâmetros das baterias.

3.1.5 Inversor de frequência

Conforme Moreira (2017), o inversor de frequência converte a energia de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) de acordo com a necessidade dos equipamentos.

A escolha do inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo de um Sistema Fotovoltaico. O inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando perdas desnecessárias e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos quando em sincronismo com a rede elétrica.

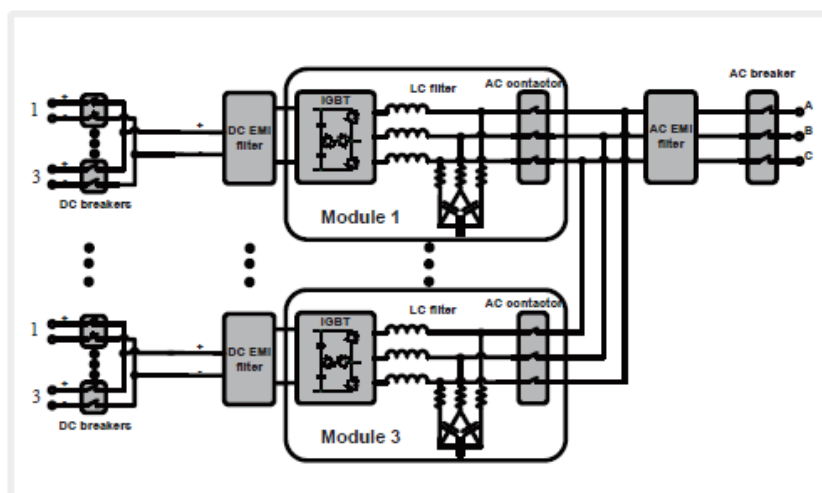
Existem dois tipos de inversores de frequência, os estáticos (estado sólido) e eletromecânicos (rotativos).

O conversor estático utiliza dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC, produzindo uma saída CA de frequência determinada.

Inversores monofásicos são geralmente adequados para aplicações de baixa potência (até 5 kW). Para cargas acima de 5 kW os inversores trifásicos são os mais utilizados.

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também variação de tensão, frequência e forma de onda.

Os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores. O primeiro é a potência elétrica em um período que deverá alimentar uma carga definida em uma operação normal. O segundo é a potência de pico necessária para a partida de grandes cargas, que requerem de duas a sete vezes a potência nominal para entrarem em funcionamento.



500kW schematic diagram(3 MPPTs)

Figura 13 – Esquema de ligação dos painéis fotovoltaicos no inversor
Fonte: Catálogo Chint Power (2020).

4 ESTUDO DE CASO

Com base em Moreira (2017) os cálculos foram realizados para determinar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, assim como o controlador de tensão e o inversor de frequência para substituir um dos três geradores diesel de emergência.

A usina de nosso estudo fica localizada no Rio Paraná entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, coordenadas de latitude $20^{\circ} 43'$ Sul e longitude de $51^{\circ} 34'$ Oeste.

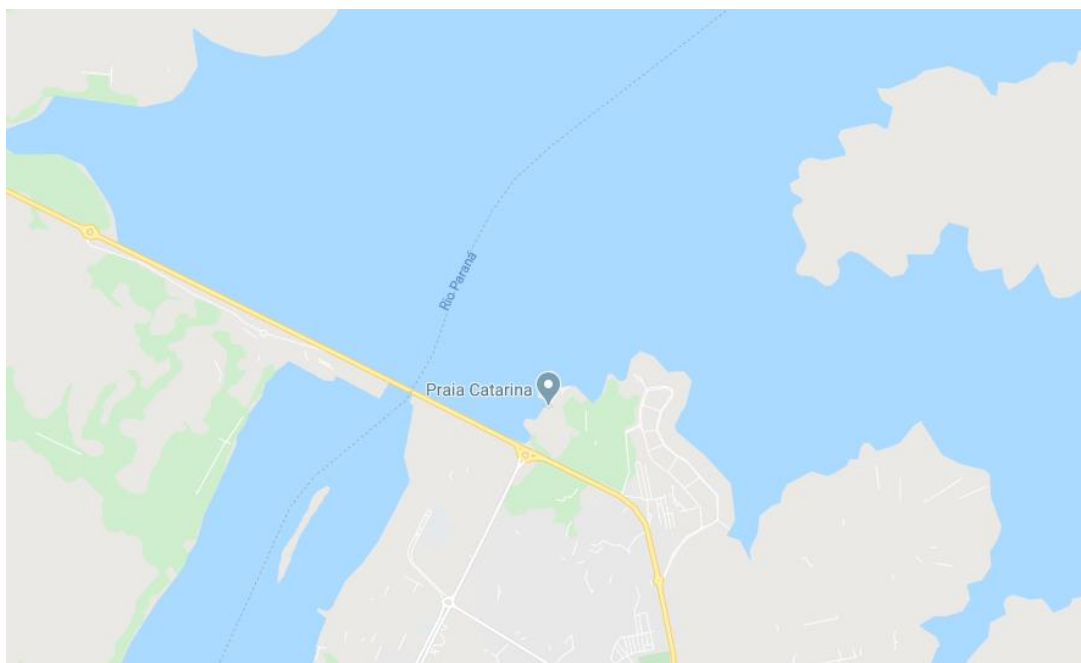


Figura 14 – Mapa de localização da usina
Fonte: Google Earth (2020)

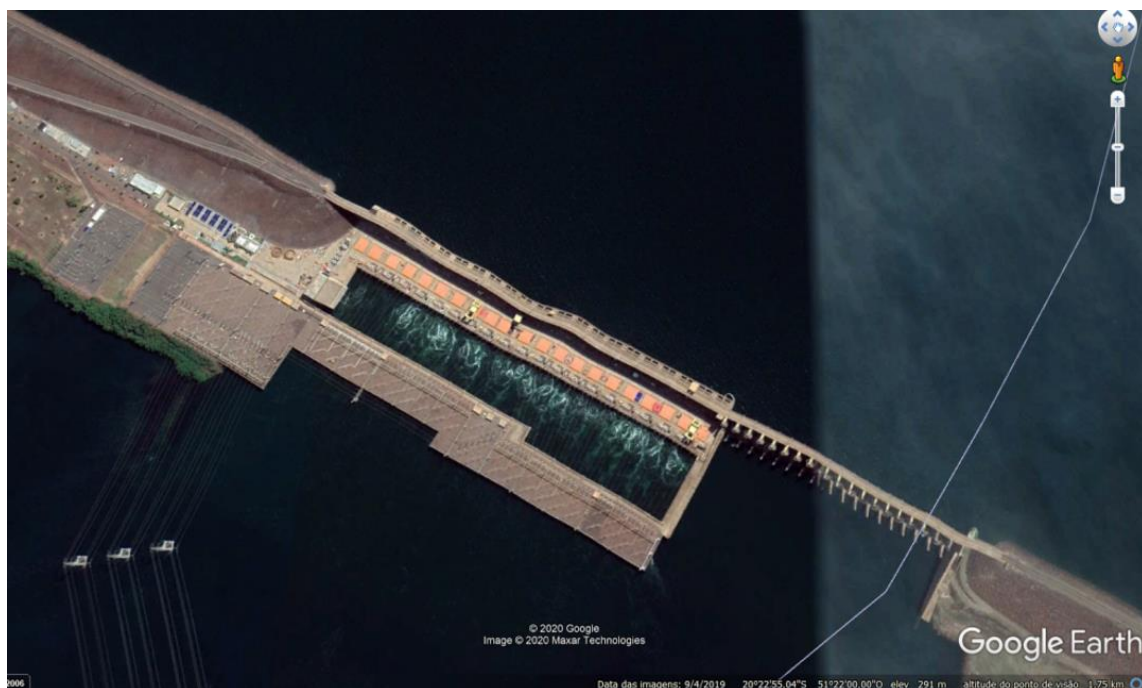


Figura 15 – Vista aérea da usina
Fonte: Google Earth (2020)

Conforme o Sundata, podemos levantar a irradiação média expressa na figura 16.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Ilha Solteira

Município: Ilha Solteira, SP - BRASIL

Latitude: 20,401° S

Longitude: 51,349° O

Distância do ponto de ref. (20,381944° S; 51,366667° O) : 2,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,86	6,03	5,49	4,95	4,17	3,83	4,02	4,97	4,91	5,60	5,98	6,35	5,18	2,52
✓	Ângulo igual a latitude	20° N	5,34	5,76	5,62	5,52	5,02	4,80	4,96	5,77	5,17	5,47	5,51	5,69	5,39	,97
✓	Maior média anual	19° N	5,38	5,79	5,63	5,51	4,99	4,76	4,92	5,75	5,17	5,49	5,55	5,73	5,39	1,03
✓	Maior mínimo mensal	27° N	5,07	5,55	5,55	5,60	5,21	5,04	5,18	5,93	5,15	5,31	5,25	5,36	5,35	,89

Irradiação Solar no Plano Inclinado – Ilha Solteira – Ilha Solteira, SP-BRASIL

20,401° S; 51,349° O

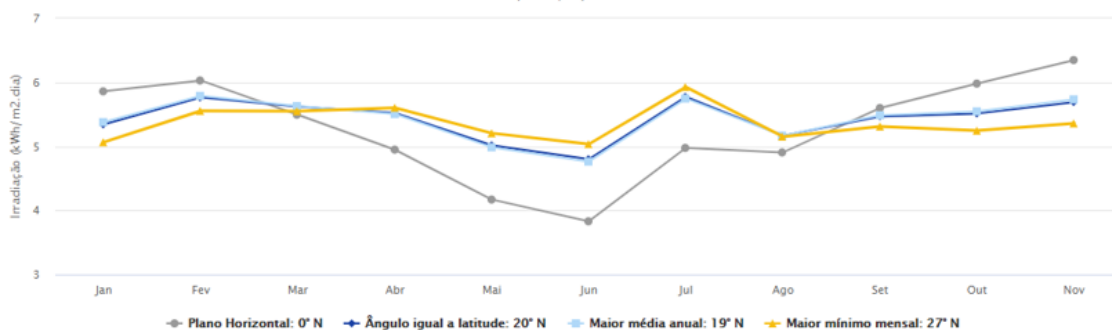


Figura 16 – Dados da Cidade de Ilha Solteira do Sundata
Fonte: Sundata (2017)

4.1 DIMENSIONAMENTO

Como o objetivo deste estudo do nosso estudo é verificar a viabilidade de substituir o gerador diesel por sistema fotovoltaico, não vamos nos aprofundar no dimensionamento do sistema fotovoltaico, serão definidos os componentes básicos e o quanto de energia o sistema pode gerar para verificar qual o tempo de retorno do investimento e comparar com o custo do gerador diesel de emergência.

Por Moreira (2017), o dimensionamento do sistema fotovoltaico envolve conceitos científicos e técnicos da utilização da energia solar térmica ou fotovoltaica, de acordo com a análise do potencial da energia solar de um determinado local em relação a sua posição no orbe terrestres.

4.1.1 Sistema Fotovoltáico

O primeiro passo será definir a energia gerada pelo sistema fotovoltaico com a determinação da quantidade de painéis que devem ser utilizados conforme esquema abaixo, levando em conta o dia que o planeta Terra estará mais longe do Sol, no dia 21 de junho.

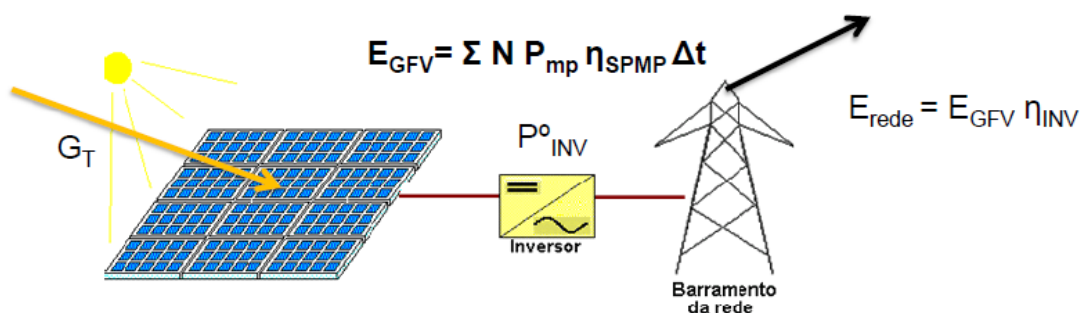


Figura 17 – Esquema sistema fotovoltaico
Fonte: Moreira (2017)

E_{rede} – Energia consumida na rede

E_{gfv} – Energia gerado no sistema fotovoltaico

η_{inv} – Rendimento do inversor

N – Número de painéis

Δt – Intervalo de tempo

P_{mp} – potência do modulo fotovoltaico

G_t – Irradiação solar no plano inclinado

Neste estudo de caso, utiliza-se a potência de 550 kVA que é a necessária para o restabelecimento de uma unidade geradora, pois trata-se da potência que do gerador diesel de emergência.

Porém para determinar a potência em kilowatt, multiplica-se a potência elétrica pelo seu fator de potência que resulta na potência da rede de consumo.

$$E_{rede} = 550 \text{ kVA} * 0,8 = 440 \text{ kW}$$

Para se obter a potência diária de consumo do sistema fotovoltaico, considera-se o tempo de utilização dos geradores a diesel de 12 h, entretanto o dia 21 de junho, dia de referência para o projeto, sua irradiação solar de aproximadamente 10 h, então este será o tempo considerado para o nosso estudo.

$$E_{rede} = 440 \text{ kW} * 10 \text{ h/dia} = 4.400 \text{ kWh/dia}$$

Para continuar este estudo, deve-se levar em conta as perdas provenientes do inversor de frequência. Neste caso foram escolhidos os inversores da marca Chint Power, modelo CPS SCA500KTL-HM com um rendimento de η_{inv} 96%.

$$E_{gfv} = 4400 \text{ kWh/dia} / 0,96 = 4.584 \text{ kWh/dia}$$

Para a continuidade do estudo o painel fotovoltaico escolhido com a potência de 580 W (de última geração) de pico nas condições ideais de trabalho, considerando irradiação de 1.000 W/m², temperatura de 25 °C e vento de 1 m/s. O painel tem a área de coleta de 2,71 m² e é fabricado pela JinKO Solar – modelo JKM580M-7RL4-V.

Para determinar o número de painéis considera-se a temperatura máxima de operação das células ao longo do ano e conseqüentemente a sua potência de operação devido a temperatura.

Conforme dados da Clima Tempo, temos as médias de temperatura para a cidade de Ilha Solteira

Tabela 5 – Temperaturas médias anuais da cidade de Ilha Solteira

Os dados apresentados representam o comportamento da chuva e da temperatura ao longo do ano. As médias climatológicas são valores calculados a partir de um série de dados de 30 anos observados. É possível identificar as épocas mais chuvosas/secas e quentes/frias de uma região.

Mês	Minima (°C)	Máxima (°C)	Precipitação (mm)
Janeiro	23°	31°	242
Fevereiro	23°	31°	186
Março	22°	31°	164
Abril	21°	30°	81
Maio	17°	27°	58
Junho	17°	27°	24
Julho	17°	29°	17
Agosto	19°	32°	22
Setembro	21°	35°	65
Outubro	23°	35°	101
Novembro	24°	34°	130
Dezembro	24°	33°	206

Fonte: Clima Tempo (2020)

Para a estimativa de temperatura de operação da célula utilizaremos utiliza-se a expressão abaixo.

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20] 0,9$$

Os dados considerados para aplicação da expressão dada são:

- temperatura máxima média anual de $T_a = 35\text{ °C}$,
- irradiação máxima de $G_T = 1000\text{ W/m}^2$
- temperatura normal de operação de $T_{noc} = 45\text{ °C}$.

Aplicando na expressão anterior, temos uma temperatura máxima de operação estimada de $T_{cmax} = 63,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Aplicando o mesmo conceito, estima-se a temperatura mínima de operação $T_{cmin} = 45,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$, quando a temperatura ambiente for de $T_a = 17 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

A potência de operação do painel é calculada pela expressão abaixo.

$$P_{mp} = P_{mp}^o (1 + \gamma_{mp} (T_c - T_c^0))$$

Aplicando os valores da potência nominal do painel de $P_{mp}' = 580 \text{ W}$, sendo o coeficiente de temperatura $\gamma = -0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, informado pelo fabricante, temperatura estimada de operação $T_c = 63,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$ e temperatura de teste do painel de $T_c' = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, teremos uma potência de operação estimada de $P_{mp} = 502,6 \text{ W}$.

Aplicando na expressão para determinar a energia diária média anual, pode-se estimar a quantidade de painéis que irão compor o sistema fotovoltaico, onde pode-se considerar o rendimento médio do sistema de 90%, a média diária de horas de sol pleno HSP igual a energia solar incidente ao plano do painel, retirado da tabela do CRESESB de $H_t = 5,39 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ ou 5,39 h e um adimensional de taxa de desempenho TD considerando as demais perdas do sistema instalado no Brasil que ficam próximas de 73%.

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} P_{MP} (HSP) N (TD)$$

Da fórmula acima e dos dados obtidos anteriormente, obtém-se a quantidade N de painéis fotovoltaicos de 2.342 painéis.

Próximo passo é a determinação do inversor de frequência, onde Zilles (2017) recomenda que pelo fator de dimensionamento do inversor FDI, a potência do inversor seja de 60 a 90% da potência dos painéis fotovoltaicos.

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0}$$

Para determinar a potência do gerador fotovoltaico, multiplica-se o número de painéis N, pela potência nominal do painel.

$$P_{gfv} = 2.342 * 580 \text{ W} = 1.358.360 \text{ W ou } 1.358 \text{ kW}$$

Ao aplicar a recomendação acima o inversor pode variar de 815 kW à 1.222,5 kW. Para o estudo de caso foi escolhido 2 inversores de 512 kW, assim com uma potência total de 1024 kW. Ao aplicarmos o fator de dimensionamento FDI, obtém-se o fator de 0,75, que está dentro da faixa recomendada por Zilles (2017).

Para determinar a conexão dos painéis fotovoltaicos com o inversor de frequência para cada entrada disponível no inversor é importante saber quantos painéis podem ser associados em paralelo e em série.

As características do conceito da associação dos painéis podem ser observadas nas figuras 18 e 19.

Para painéis associados em paralelo as tensões se mantêm constantes e a corrente total é a soma das correntes geradas pelos painéis.



Figura 18 – Associação de painéis em paralelo
Fonte: Dados primários de pesquisa

Para painéis associados em séries, soma-se as tensões dos painéis e a corrente se mantém constante.

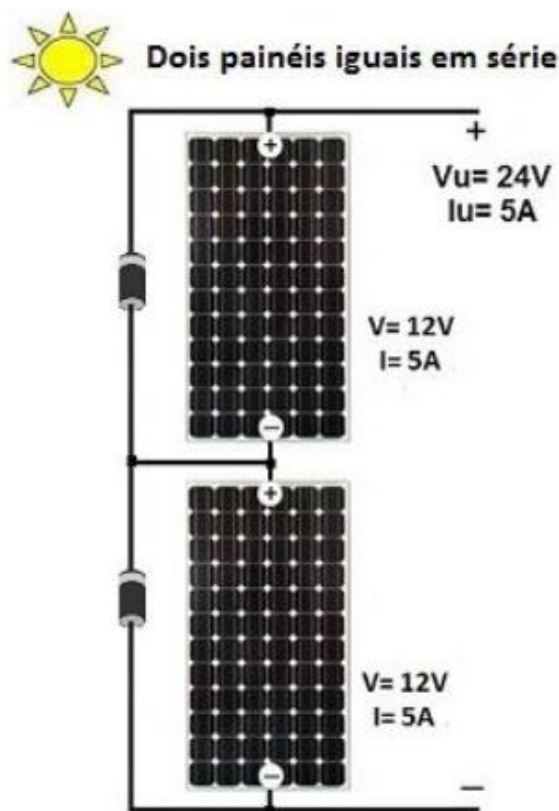


Figura 19 – Associação de painéis em série
Fonte: Dados primários de pesquisa

Utilizando as temperaturas estimadas de operação dos painéis fotovoltaicos pode-se estimar as tensões nessas condições de temperatura através da expressão abaixo.

$$V_{mp} = V_{mp}^0 \left(1 + \gamma_{mp} (T_c - T_c^0) \right)$$

Sendo a tensão nominal de $V_{mp}' = 44,31 \text{ V}$ do painel fotovoltaico informado pelo fabricante à temperatura de teste do painel de $T_c' = 25 \text{ °C}$ é corrigida pelo fator de temperatura de $\gamma_{mp} = -0,28\% / \text{°C}$ para as temperaturas máxima $T_{cmax} = 63,12 \text{ °C}$ e mínimas $T_{cmin} = 45,13 \text{ °C}$, resultando em uma tensão máxima de $V_{mpmax} = 49,04 \text{ V}$ e mínima $V_{mpmin} = 43,32 \text{ V}$.

Da mesma maneira pode-se estimar a corrente do painel fotovoltaico para a temperatura máxima, com um fator de temperatura de $\gamma_{ip} = -0,048\%/^{\circ}\text{C}$ e corrente nominal de $I_{sc}' = 13,09\text{ A}$, resultando em uma corrente de $I_{scmax} = 14,02\text{ A}$.

$$I_{sc} = I_{sc}^0 \left(1 + \gamma_{sc} (T_c - T_c^0) \right)$$

A quantidade mínima de painéis em série por entrada é determinada pela relação da tensão mínima de entrada do string (V_{smin}), informado pelo fabricante, pela tensão mínima do painel (V_{mpmin}). A mesma analogia pode ser feita para a quantidade máxima de painéis pela entrada.

$$N_{smin} = 500\text{ V} / 43,32\text{ V} = 11,8\text{ painéis}$$

$$N_{smax} = 850\text{ V} / 49,04 = 17,3\text{ painéis}$$

Para determinação da quantidade de painéis em paralelo, será feito a relação da corrente admissível por entrada do inversor de frequência pela corrente máxima de operação do painel I_{scmax} .

$$N_{pmax} = 133,3\text{ A} / 14,02\text{ A} = 9,5\text{ painéis.}$$

Então têm-se para cada das 9 entradas de cada inversor de frequência, 9 painéis em série, 15 painéis em paralelo, resultando 135 painéis, com uma corrente de 126,2 A, uma faixa de tensão de 634,8 V à 735,6 V e potência de 67,85 kW. Para o estudo de caso consideram-se 2 inversores de 512 kW e 2430 painéis fotovoltaicos de 580 W nominal.

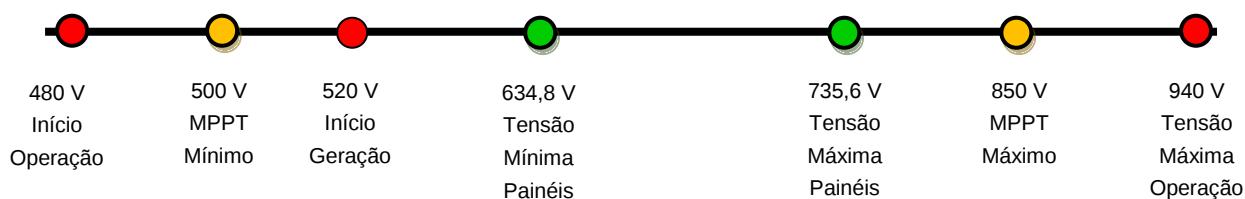


Figura 20 – Faixa de utilização do inversor
Fonte: Dados primários de pesquisa

4.1.2 Área de Ocupação do Sistema Fotovoltaico

Outro fator importante do sistema fotovoltaico é a área disponível onde os painéis serão instalados, por se tratar de uma grande quantidade de painéis, é de suma relevância identificar o local de instalação e a infraestrutura para a interligação do sistema com os consumidores e sala de baterias. Dependendo do local, o fator econômico da infraestrutura pode se tornar outro item que encarecerá ainda mais o sistema.

Conforme o catálogo da JinKo, o painel escolhido para o cálculo tem as dimensões de 2,4 m x 1,13 m, ver figura 21.

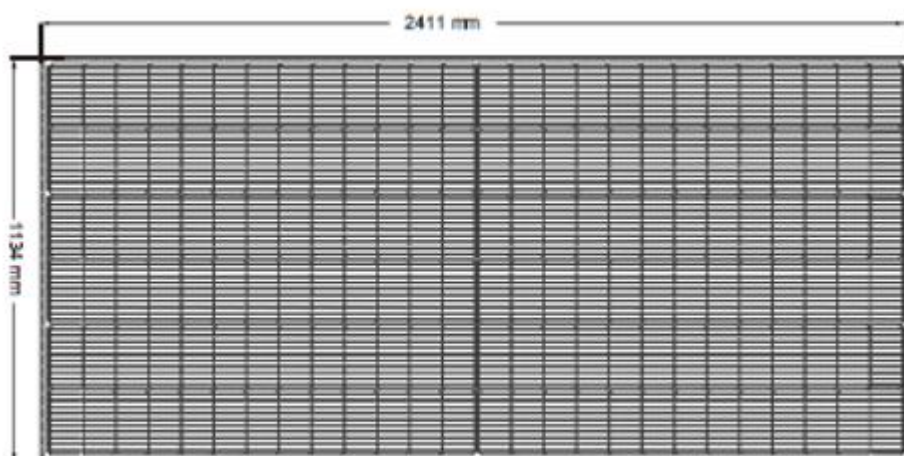


Figura 21 – Dimensões do painel fotovoltaico
Fonte: Catálogo JinKo (2020)

Outro fator importante para a determinação do distanciamento dos painéis é o ângulo da altitude solar α para o dia 21 de junho às 12:00 h e o ângulo do plano coletor β , que para o presente estudo de caso, pode ser determinado através do ângulo de inclinação informado na figura 16, considerando o ângulo da maior média anual de 19°.

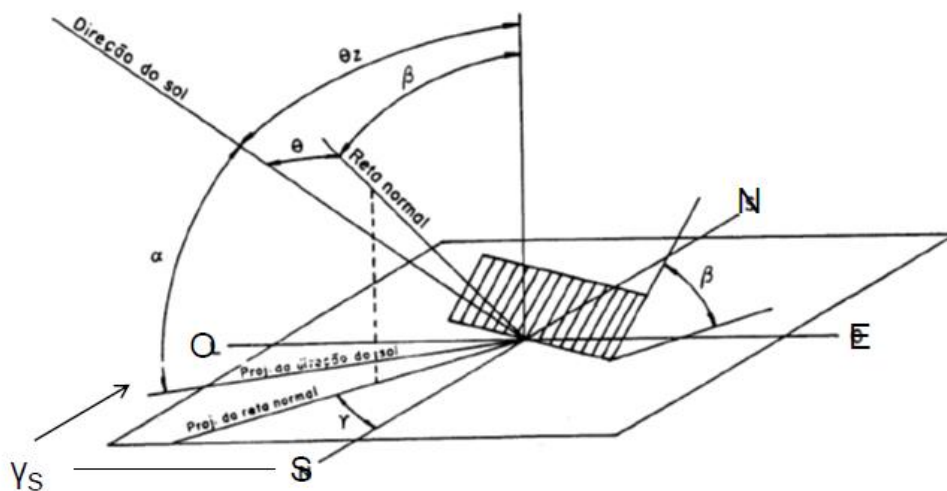


Figura 22 – Ângulos solares
Fonte: Moreira (2017)

Utilizando o ângulo β e o ângulo α pode-se determinar as distâncias dos painéis para que não ocorra o sombreamento de um painel sobre o outro.

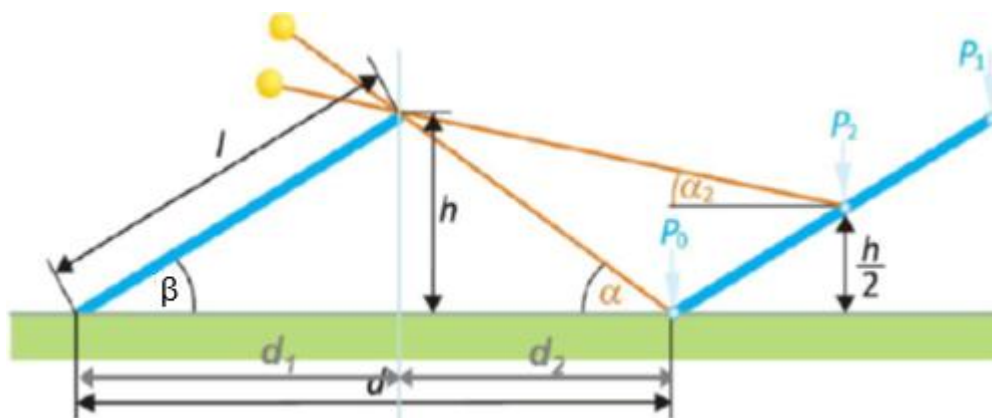


Figura 23 – Distância entre painéis fotovoltaicos
Fonte: Dados primários de pesquisa

Primeiro passo é determinar a altura h para o ângulo de 19° que resultou em uma altura de 782 mm.

$$h = l \cdot \sin(\beta)$$

Para o dia 21 de junho às 12:00 h tem-se um ângulo de altitude solar α de $45,83^\circ$ e aplicando os valores na expressão abaixo pode-se encontrar as distâncias entre os painéis solares.

$$d = d_1 + d_2 = l \cdot \cos(\beta) + \frac{h}{\tan(\alpha)}$$

$$d = 3,03 \text{ m}$$

$$d_1 = 2,27 \text{ m}$$

$$d_2 = 0,76 \text{ m}$$

Para determinar a área de utilização de 01 painel solar, multiplica-se a largura do painel pela distância d , resultando uma área de utilização unitária de $3,42 \text{ m}^2$ e uma área total de 8315 m^2 para os 2430 painéis.

Aplicando a disposição dos painéis na área disponível da usina tem-se a disposição representada pelo quadro branco nas figuras 24 e 25, vale ressaltar que os painéis para um maior rendimento deverão estar com suas faces apontando para o norte.

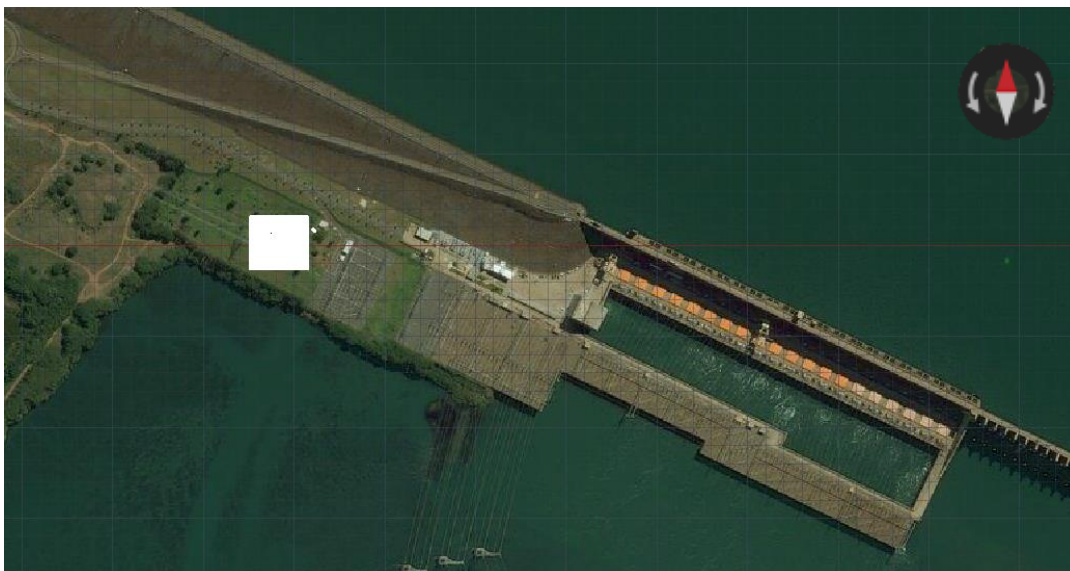


Figura 24 – Localização do Sistema Fotovoltaico
Fonte: Dados primários de pesquisa

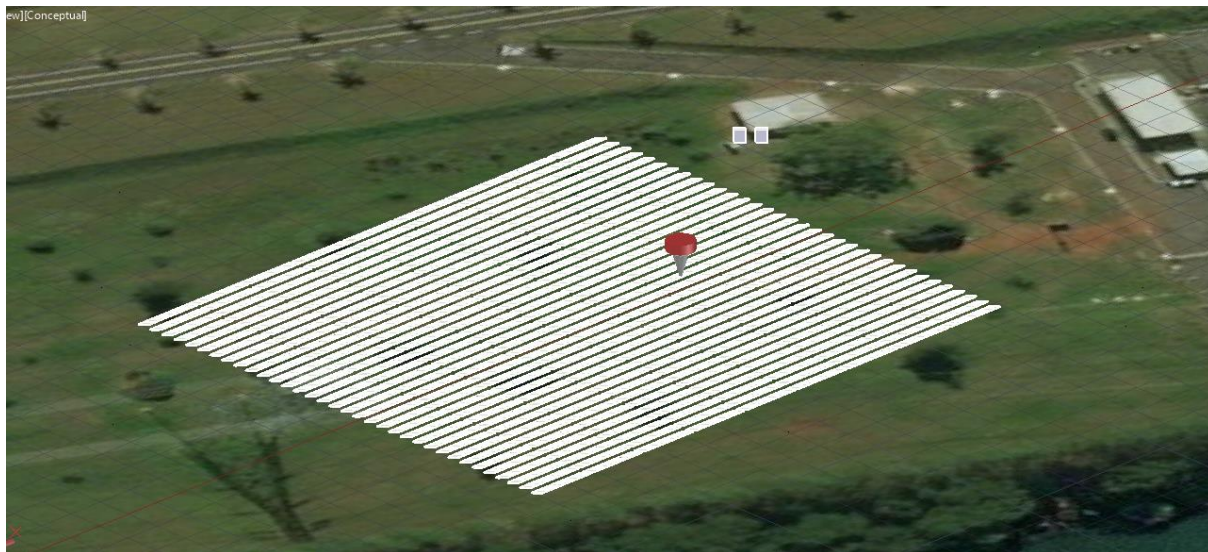


Figura 25 – Arranjo do Sistema Fotovoltaico
Fonte: Dados primários de pesquisa

4.1.3 Baterias de acumuladores de 48 Vcc

Para estimar o número de baterias, considera-se a potência nominal de 1 inversor de frequência de $P = 512 \text{ kW}$ e a tensão das baterias em $V = 48 \text{ Vcc}$ e $I_b = 300 \text{ Ah}$.

Com esses dados pode-se calcular a corrente I necessária para manter o sistema operando.

$$I = P / V$$

$$I = 512000 / 48 = 10.667 \text{ A}$$

Quantidade de baterias é a relação da corrente necessária pela corrente das baterias, porém as baterias não podem operar abaixo de 50% de sua carga para não haver danos. Para o presente estudo considera-se que as baterias operarão com $\eta = 90\%$ de sua capacidade.

$$Q_b = I / I_b * \eta = 10.667 / 300 * 0,9 = 3951 \text{ baterias.}$$

5 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Para concluir o estudo de viabilidade, compara-se o custo do investimento da implantação do sistema fotovoltaico em substituição ao gerador diesel de emergência, com os custos relativos ao consumo de energia elétrica, como se esse fosse alimentado pela rede da concessionária.

Conforme Moreira (2017), decisões que envolvem o comprometimento dos recursos da empresa em novos investimentos é um fator crítico que afeta a rentabilidade. Com base nas técnicas de análise de investimentos, deve-se considerar alguns parâmetros para a tomada de decisão se viável ou não investir no sistema fotovoltaico para alimentação dos consumidores diários da usina.

O investimento do sistema fotovoltaico em relação ao gerador diesel é muito mais custoso, chegando a ser 7 vezes maior, porém o gerador diesel somente é empregado em condições de emergência, normalmente para reestabelecimento das unidades geradoras no caso de um blackout, enquanto o sistema fotovoltaico pode ser empregado também para alimentar as cargas diárias da usina quando não estiver sendo utilizado para alimentar as cargas necessárias para o reestabelecimento da usina.

Para uma análise rápida será aplicado o método de **payback** simples, onde define-se o tempo do retorno do investimento no sistema fotovoltaico em relação ao custo do kWh dos consumidores diários da usina, recuperando assim o investimento inicial no sistema fotovoltaico.

5.1 PAYBACK SIMPLES

Ainda conforme Moreira (2018) o principal objetivo da utilização do **payback** é a redução do risco e a valorização da liquidez e para isso é necessário fixar um prazo máximo para o retorno do investimento. Para o presente estudo de caso, levando em conta o tempo de concessão de 30 anos da usina e a vida útil de um sistema fotovoltaico de 25 anos, pode-se estipular um prazo de 1/3 da vida útil do sistema fotovoltaico, ou seja, 8 anos para que o investimento seja viável de ser implantado.

$$PB = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{resultado do fl. de cx. com o ganho do investimento}}$$

Para aplicar o conceito do **payback** simples, precisa calcular o quanto será de retorno da utilização do investimento para o sistema fotovoltaico alimentar as cargas de consumo diário da usina.

Para esse cálculo precisa adotar algumas premissas que estão relacionadas na tabela 6.

Tabela 6 – Consumidores diários

Consumidores		
Iluminação	275	kWh
Eletrônicos	40	kWh
total	315	kWh

Fonte: Dados primários da pesquisa

Levando em conta o consumo no mesmo período que o sistema fotovoltaico gerará energia 10 h por dia, obtém-se um consumo diário de 3150 kW/dia, ou 1150 MW/ano constante.

Aplicando o custo da tarifa da energia elétrica da concessionária que administra a transmissão de energia na região, pode-se determinar o quanto está economizando de energia por ano. A tarifa usada para esse caso seria a B3 para as demais classes, informada na tabela 7.

Tabela 7 – Tarifas Vigentes – Concessionária Elektro - ANEEL nº2.592/2019

Modalidade Tarifária CONVENCIONAL			
SUBGRUPO	TE (R\$/kWh)	TU (R\$/kWh)	TARIFA FINAL (R\$/kWh)
B1-RESIDENCIAL	R\$ 0,2465	R\$ 0,28537	R\$ 0,53187
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA			
Consumo mensal até 30 kWh	R\$ 0,08627	R\$ 0,07776	R\$ 0,16403
Consumo mensal entre 31 até 100 kWh	R\$ 0,1479	R\$ 0,13331	R\$ 0,28121
Consumo mensal entre 101 até 220 kWh	R\$ 0,22185	R\$ 0,19997	R\$ 0,42182
Consumo mensal superior a 220 kWh	R\$ 0,2465	R\$ 0,22219	R\$ 0,46869
B2-RURAL	R\$ 0,18734	0,21688	R\$ 0,40422
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	R\$ 0,18734	R\$ 0,21688	R\$ 0,40422
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	R\$ 0,16762	R\$ 0,19405	R\$ 0,36167
B3-DEMAIS CLASSES	R\$ 0,2465	R\$ 0,28537	R\$ 0,53187
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA			
B4a - Rede de distribuição	R\$ 0,13558	R\$ 0,15695	R\$ 0,29253
B4b - Bulbo da lâmpada	R\$ 0,1479	R\$ 0,17122	R\$ 0,31912

Fonte: Elektro (2019)

Outro fator importante é taxa mensal que a concessionária cobra para disponibilizar energia assegurada para a usina em caso dos geradores diesel não entrarem em operação no caso de um **blackout**, é um custo que a empresa tem para minimizar o risco quando houver falha no sistema, têm-se os custos anuais relacionados na tabela 8.

Tabela 8 – Custo do consumo anual dos consumidores diários

Custo eletricidade	0,53187	R\$/kW	Total
Consumo iluminação	275,20	kW	R\$534.252,78
Eletrônicos	40,00	kW	R\$77.653,02
Custo taxa mensal	R\$25.000,00	R\$/mês	R\$300.000,00
Custo Manutenção Diesel	R\$5.000,00	R\$/mês	R\$60.000,00
Custo Combustível	R\$2.000,00	R\$/mês	R\$24.000,00
Total/ano			R\$995.905,80

Fonte: Dados primários da pesquisa

Para o investimento inicial do sistema fotovoltaico foram considerados preços médios de mercado que estão relacionados na tabela 9.

Tabela 09 – Investimento estimado sistema fotovoltaico

		Custo médio unitário	Quantidade de peças	Total
Custo painéis	R\$	1250	2430	R\$3.037.500,00
Custo do inversor	R\$	450000	2	R\$900.000,00
Controlador de Carga e Baterias	R\$	1430	3951	R\$5.649.930,00
Custo instalação	%	10	-	R\$958.743,00
Custo manutenção	%	4	-	R\$383.497,20
			Total	R\$10.929.670,20

Fonte: Dados primários da pesquisa

Aplicando esses valores na expressão do **payback** simples, sem levar em conta os demais fatores, como a venda da energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico, tem-se um retorno do investimento em 11 anos, ou seja, não é viável fazer o investimento no sistema fotovoltaico.

6 CONCLUSÃO

Após realizar o estudo financeiro, conclui-se que não é viável fazer o investimento de um sistema fotovoltaico como sistema de emergência da usina, quando necessário o seu restabelecimento por causa de um **blackout**, mesmo que o sistema tenha uma manutenção mais simples que a do gerador diesel, necessitando limpeza das células fotovoltaicas, que normalmente é feita pela chuva e também por não agredir diretamente o meio ambiente.

O gerador diesel de emergência ainda continua sendo uma opção viável devido a pequena área necessária para sua instalação, seu menor custo de aquisição, facilidade de conexão ao sistema, controladores automático de partida e carga, apesar dos fatores desfavoráveis, como: manutenção constante do motor, degradação do óleo diesel, a emissão de poluentes atmosférico e alto ruído de operação.

Para o futuro fica a proposta para um estudo mais aprofundado e afinado dos valores de consumo e custos dos sistemas envolvidos e a revisão do cálculo de investimento para melhor análise da viabilidade técnico e econômica para a implantar um sistema fotovoltaico em substituição ao gerador diesel de emergência, levando em conta que a situação de um **“blackout”** é remota e que a economia para a usina ao longo do tempo é considerável caso o tempo de rentabilidade da implantação do sistema fotovoltaico seja considerado maior.

7 REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO/CIE 8995-1:** Iluminação em Ambientes de Trabalho. Rio de Janeiro, 2013.

MOREIRA, J.R. S. **Energias Renováveis, geração distribuída e eficiência energética.** 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Ed. LTC, 2017.

CASELATO, D. **Modernização e reabilitação de usinas hidrelétricas.** 1. ed. Cotia, SP: Ed. Cajuina, 2019.

SANTOS, E. R.. **Princípios de geração por meios hidráulicos – Parte I –** Conceitos gerais., São Paulo, SP, 1987.

SILVEIRA, J. R. **Um estudo sobre blackouts.** Revista Eletricidade Moderna, p.112, jul. 1996.

Apagões que marcaram a história do Brasil. **A Geradora**, mar, 2018 - Disponível em: <<https://www.ageradora.com.br/apagoes-marcaram-historia-do-brasil/>>

PEREIRA, R. **Grandes apagões viram rotina no Brasil.** Estado de São Paulo - ANECE, 2015.

MANUAL de Aplicação – **Grupos Geradores Arrefecidos a Água** - São Paulo: Cummins Power Generator - .2019

PLANO Nacional de Energia – 2030 – Ministério de Minas e Energia – Brasília, DF. 2006 – 2007.

Operação de Itaipu provoca “apagão” na usina para realizar ensaio de black start. **Itaipu**, set. 2017 - Disponível em: < <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/operacao-de-itaipu-provoca-apagao-na-usina-para-realizar-ensaio-black-start>>

MANUAL de Engenharia – **Para Sistemas Fotovoltaicos** – CEPEL / CRESESB – Edição Especial – PRC PRODEEM - Rio de Janeiro - – ago 2004

SUBIDA, A. Manual de Energia Solar Fotovoltaica - **ADIV - Associação para o Desenvolvimento e Investigação de Viseu**, 2010.

ATLAS de energia elétrica do Brasil: Energia Hidráulica – Capítulo 3. - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. 2º Ed. Brasília-DF: 2005. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica(2).pdf)>.

SIMONE, G. A. **Centrais e aproveitamentos hidrelétricos – Uma introdução ao estudo**. São Paulo. Ed. Érica. 2000.

SOUZA, Zulcy. **Centrais hidrelétricas: Estudos para Implantação**. Rio de Janeiro. Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. 1999.

ZILLES, Roberto. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo. Oficina de Textos. 2ª Reimpressão, 2017.

SMETS, A.H.M. **Solar Energy – The physis and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems**. England – UIT Cambridge, 2016

ANEXO A - Fluxograma sistema de drenagem

ANEXO B - Catálogo painéis solares

www.jinkosolar.com

Jinko^{Solar}
Building Your Trust in Solar

TR 78M 565-585 Watt Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

TIGER Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.40%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

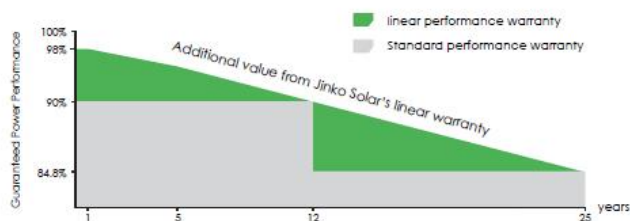


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory

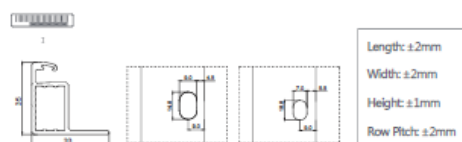
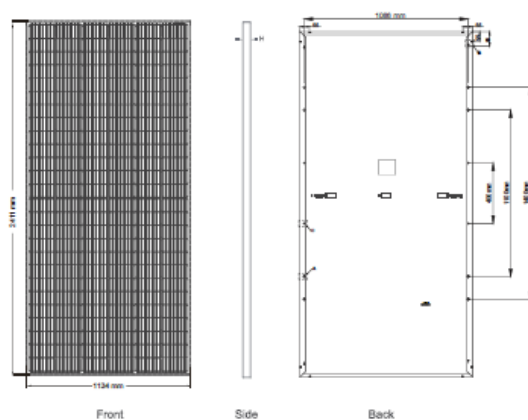
IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings

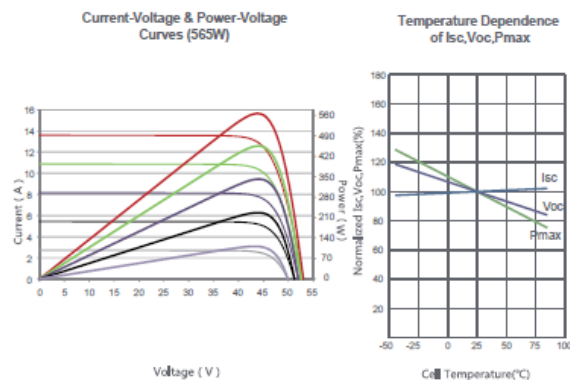


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P_{max})	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (V_{mp})	43.97V	40.93V	44.09V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.26V	44.42V	41.36V
Maximum Power Current (I_{mp})	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (V_{oc})	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.54V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (I_{sc})	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of P_{max}	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of V_{oc}	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of I_{sc}	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌪 Wind Speed 1m/s

ANEXO C - Catálogo Inversor de Frequência



New Central Grid-tied PV Inverters

500kW/1MW 3-level T-type modular inverters

1MW/2MW PV power containers

1MW/2MW PV Power Containers

Product Introduction

■ Superior integration and turn-key design

Integrated PV inverters, communication cabinet(option) and auxiliary power supply unit in one container

■ Professional Integration

Container solution for outdoor use with professional factory integration and differentiated design to meet special customers' needs

■ High environmental adaptability and applicability

IP54 protection degree for outdoor use in extreme operational environments. Suitable for locations subject to strong winds, blown sand and/or high altitude

■ Remote operation through smart monitoring system(option)

Highly automated and remote controlled integrated SCADA monitoring system compatible with smart grids

■ Simple engineering for fast-track station installation

Only DC, AC and communication connections are required after container allocation; No need to build a dedicated shelter or house

■ High level safety and reliability

Integrated intelligent access control system and smoke alarm as well as various kinds of protection measures against fire, rain, dust and small animals ensure the safety of system



1MW PV Power Container

Features

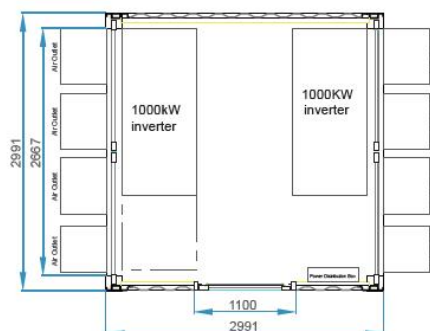
- Thanks to steel monoblocks structure they can be easily transported by sea or road to any place
- Diverse installation methods, including mounting on steel bracket or concrete slab
- Automatic control of temperature and humidity ventilation system
- The AC output of the power container can match different types of transformers with various primary winding medium voltage rating
- Convenient access for repair and maintenance to minimize operational cost
- Professional cooling design, to ensure the safety of equipment operation

Layout of 2MW PV Power Container

(Unit: mm)



2MW PV Power Container



SHANGHAI CHINT POWER SYSTEMS CO., LTD.

3255 Sixian Road, Songjiang District, Shanghai 201614, China

Tel: + 86 - 21 - 3779 1222 - 6871

Fax: + 86 - 21 - 3779 1222 - 6003

Mail: sales.cps@chint.com

© SHANGHAI CHINT POWER SYSTEMS CO., LTD. All rights reserved.
Specifications and designs included in this catalogue are subject to change without notice.

© CHINT POWER 2016/3-MKT



www.chintpower.com



High Efficiency

- 3-level T-type topology
- Power density increased by more than 50%
- Optimized MPPT control technology
- Space vector PWM, decreasing switching losses
- Intelligent power control

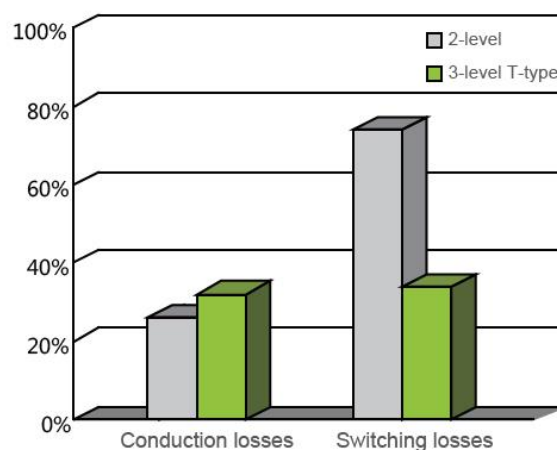
High Reliability

- Modular design, reducing the impact of faults
- Comprehensive protection functions
- Advanced thermal design, auto speed adjustable fan
- Embedded ground-fault circuit & Interrupter

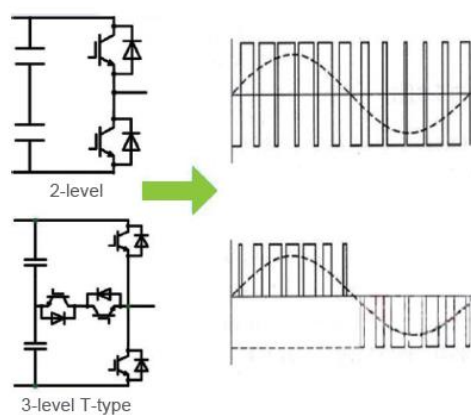
Broad Adaptability

- DC breaker integrated, reducing the initial investment
- Supporting dual-winding or double split transformer
- High altitude application in long-term and reliable operation
- Active power continuously adjustable
- Reactive power adjustable and the power factor range from -0.8 to +0.8
- Reactive power compensation at night
- 1 or multi-MPPTs, more flexible application

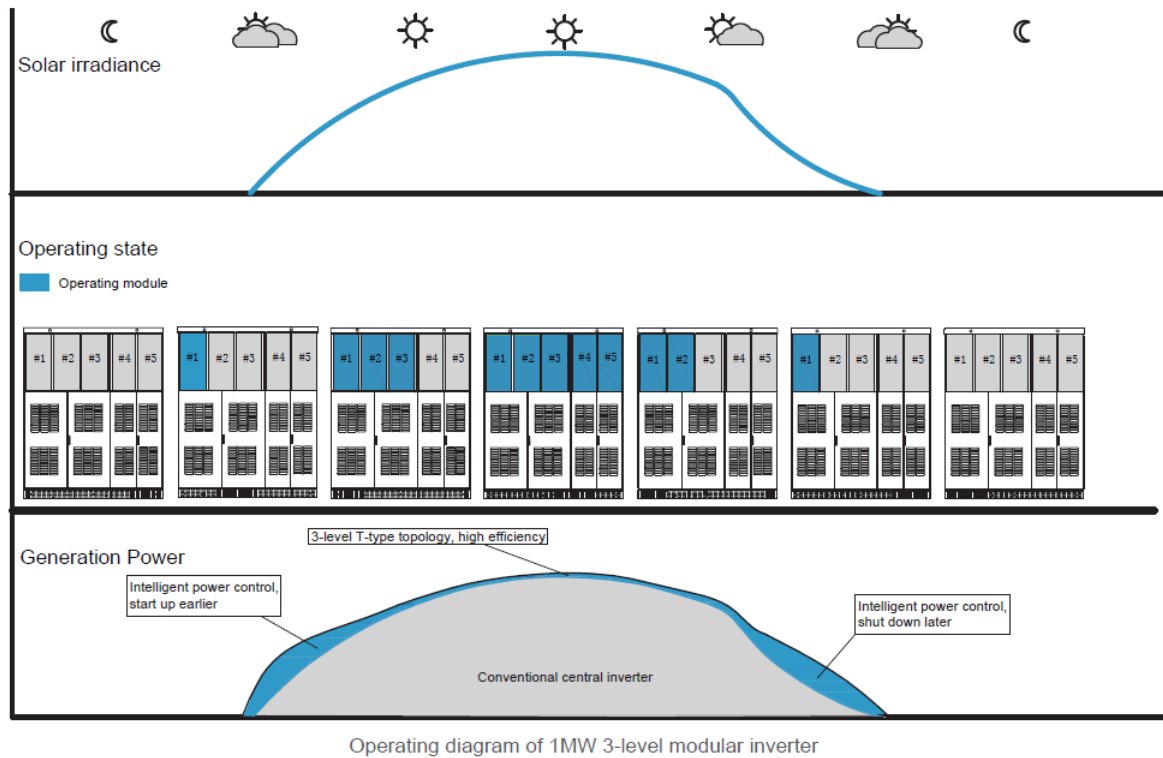
CPS SCA500KTL-HM/1000KTL-HM is designed for big commercial rooftop and utility scale PV systems. The inverters adopt 3-level T-type topology, max. efficiency up to 99%, Euro efficiency up to 98.5%. Intelligent power control can get higher efficiency, better power quality, and expanded service time under low power conditions. Modular design ensures that the other modules will keep working when any module fails. This can reduce the impact of faults.



Less losses, higher conversion efficiency



Lower current THD, better power quality



Start up earlier, shut down later, longer production time

Model	Start-up power	Comparison
Conventional 500kW inverter	about 2-3kW	The start-up power of 1MW 3-level modular inverter is lower than conventional 500kW, so 1MW inverter starts up earlier, shuts down later and products more power.
1MW 3-level modular inverter	about 0.4kW per module	

Intelligent power control, higher power generation, better power quality

Model	Output Power	Efficiency	iTHD
Conventional 500kW*2	50kW (5% power point of the 500kW inverter)	96%	3.8%
1MW 3-level modular inverter	50kW (25% power point of one 200kW module)	98.5%	1.4%

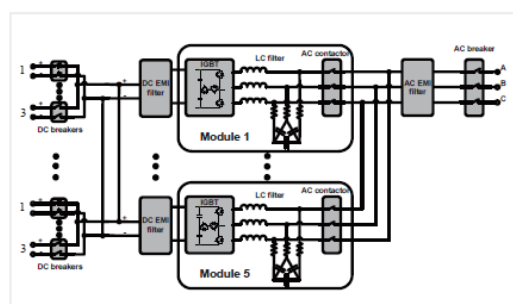
Modular design, longer service time, less power loss under fault conditions

Modular inverters can control the number of operating modules according to the power during the day, which can effectively reduce the operating time of each module and extend the service life of the inverter.

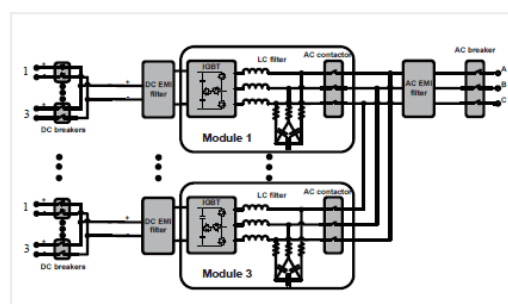
For conventional central inverter, the power loss caused by a fault can be equal to the total output power for the entire downtime. For modular inverter, only the faulty module stops, while other modules keep operating. This greatly reduces power loss under fault conditions.

Model Name	CPS SCA500KTL-HM	CPS SCA1000KTL-HM
DC Input		
Nominal DC Input Power	512kW	1030kW
Max. DC Input Voltage	1000Vdc	
Operating DC Input Voltage Range	480-940Vdc	575-940Vdc
Start-up DC Input Voltage	520V	595V
Number of MPP Tracker	1/3	1
MPPT Voltage Range	500-850Vdc	585-850Vdc
Max. Input Current	1200A	2000A
Number of DC Inputs	9	15
DC Disconnection Type	Breaker	
PV Array Configuration	Floating/Negative grounded	
AC Output		
Rated AC Output Power	500kW	1000kW
Max. AC Output Power	550kW	1100kW
Rated Output Voltage	320Vac	380Vac
Output Voltage Range*	-15%,+10%	
Grid Connection Type	3Φ/PE	
Max AC Output Current	992A	1520A
Rated Output Frequency	50Hz/60Hz	
Output Frequency Range*	47-51.5Hz/57-62Hz	
Power Factor	>0.99 (±0.9 adjustable)	
Current THD	<3%	
AC Disconnection Type	Breaker	
System		
Topology	Transformerless	
Max. Efficiency	99.0%	
Euro Efficiency	98.5%	
Stand-by / Night Consumption	<100W	<200W
Environment		
Protection Degree	IP20	
Cooling	Variable speed cooling fans	
Operating Temperature Range	-25°C to +60°C (derating from 50°C) -40°C - +60°C (optional heater)	
Operating Humidity	0-95%, non-condensing	
Operating Altitude	4000m (derating from 3000m)	
Display and Communication		
Display	Touchscreen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Mechanical Data		
Dimensions (WxHxD) (mm)	1110x1967x800	1810x1967x800
Weight (kg)	900	1400
Safety		
Safety and EMC Standard	LVD: 2014/35/EU, IEC/EN 62109-1: 2010, IEC/EN 62109-2: 2011. EMC: 2014/30/EU, IEC/EN61000-6-2: 2005, IEC/EN61000-6-4: 2007.	
Grid Standard	IEC61727: 2004, NB/T 32004-2013, GB/T19964-2012	

* The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standards.



1MW schematic diagram(single MPPT)



500kW schematic diagram(3 MPPTs)