

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA  
CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**VICTOR ALFONSO AGUERO FLORES**

**ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO  
SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO PARAGUAIO**

**FLORIANÓPOLIS, 2019.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA  
CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**VICTOR ALFONSO AGUERO FLORES**

**ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO  
SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO PARAGUAIO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa  
Catarina como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Tecnólogo em  
Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Daniel Tenfen, Dr.

**FLORIANÓPOLIS, 2019.**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Aguero Flores, Victor Alfonso

Análise da instalação de geração fotovoltaica no sistema elétrico isolado paraguaio / Victor Alfonso Aguero Flores ; orientação de Daniel Tenfen. - Florianópolis, SC, 2019.

77 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. CST em Sistemas de Energia. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Fotovoltaica. 2. Matriz energética. 3. Viabilidade econômica . I. Tenfen, Daniel. II. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. III. Título.

# ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO PARAGUAIO

VICTOR ALFONSO AGUERO FLORES

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Tecnólogo em Sistemas de Energia e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação de Tecnologia em Sistemas de energia do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

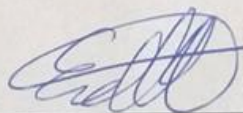
Florianópolis, 09 de julho, 2019.

Banca Examinadora:



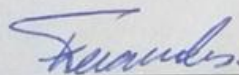
---

Daniel Tenfen, Dr. Eng.



---

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.



---

Rubiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, que a cada dia renova minhas forças, aos meus pais, meus irmãos, cunhados, aos meus sogros e ao meu grande amor pela compreensão quando mais precisei.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus que me presenteou a vida.

Aos meus pais, Roberto Agüero Candia e Benita Flores de Agüero que me ensinaram a valorizar cada oportunidade que a vida nos dá.

Aos meus irmãos pela força e apoio de sempre.

A minha esposa Joana Steffens Flores, pelo companheirismo, amor e auxílio em todos os momentos da minha vida e deste trabalho.

A Don Zarza pela ajuda a seguir melhorando na vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Daniel Tenfen que me direcionou e não mediu esforços para que eu pudesse persistir na conclusão deste trabalho.

Ao seu Mário Bertotti que me orientou na nova etapa de minha graduação.

Ao meu colega de graduação Guilherme que persistiu comigo nesta caminhada, pela troca de conhecimento e pelo auxílio.

Aos meus sogros Paulo Neri Steffens e Suely Alves da Silva Steffens que me ampararam e auxiliaram para que eu não desistisse de meu maior objetivo.

Uma das frases mais importantes da minha vida e que levo sempre comigo "LA VIDA SIGUE Y NUNCA PARA".

Victor A. Agüero Flores

## RESUMO

Os países buscam várias maneiras para que a produção de energia elétrica diminua a contaminação do meio ambiente e não cause danos a saúde. O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da utilização de energia fotovoltaica no Paraguai, mais especificamente em um sistema isolado. Para isso foi realizada uma revisão bibliográfica para conhecer as características gerais do setor elétrico, matriz energética, operação do sistema, a geração, assim como alguns fundamentos básicos sobre a energia solar fotovoltaica. No Paraguai, existem sistemas isolados integrados com as energias de origem renovável e um enorme potencial a ser explorado. Contudo nos sistemas isolados, prevalece maior geração de origem térmica, mais especificamente diesel. Tendo em vista que a geração térmica apresenta um custo considerável para a Administración Nacional de Electricidad (ANDE) que é responsável pela operação, considerou-se um estudo sobre viabilidade econômica para a utilização de geração fotovoltaica, com e sem baterias. Os resultados apresentam viabilidade econômica e são apresentados neste trabalho.

**Palavras-chave:** Fotovoltaica; Matriz energética; Viabilidade econômica.



## ABSTRACT

Countries are looking for ways to reduce electricity production and reduce health damage. The present work has the objective of analyzing the economic viability of the use of photovoltaic energy in Paraguay, more specifically in an isolated system. For this, a bibliographic review was carried out to know the general characteristics of the electric sector, energy matrix, operation of the system, generation, as well as some basic fundamentals about photovoltaic solar energy. In Paraguay, there are isolated systems integrated with renewable energy sources and enormous potential to be explored. However in the isolated systems, greater generation of thermal origin prevails, more specifically diesel. Considering that thermal generation presents a considerable cost to the National Administration of Electricity (ANDE), which is responsible for the operation, it was considered a study on economic feasibility for the use of photovoltaic generation, with and without batteries. The results are economically feasible and presented in this work.

**Keywords:** Photovoltaic; Energy matrix; Economic viability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização das Hidrelétricas.....	19
Figura 2 – Sistema Interconectado Nacional.....	21
Figura 3– Tarifa Média de Energia Elétrica.....	22
Figura 4 – Consumo de Energia Elétrica por Sistema.....	24
Figura 5 – Geometria Sol-Terra determinada às estações do ano e a duração do dia.....	26
Figura 6 – Variação da elevação solar e o ângulo zenital ( $Z$ ).....	27
Figura 7 – Tipos de radiação solar.....	28
Figura 8 – Incidência do Sol no Paraguai.....	29
Figura 9 – Painel Solar de Silício Monocristalino.....	30
Figura 10 – Painel Solar de Silício Policristalino.....	31
Figura 11 – Painel Solar de Filme Fino.....	32
Figura 12 – Painel Solar Orgânico.....	32
Figura 13 – Tipos de inversores de acordo com o princípio de funcionamento.....	33
Figura 14 – Mapa elétrico da Região Ocidental ou Chaco.....	38
Figura 15 – Cidade de Bahia Negra.....	39
Figura 16 – Gerador Caterpillar de 365 kVA.....	40
Figura 17 – Simulação da curva de demanda.....	41
Figura 18 – Irradiação solar no plano inclinado ao longo do ano.....	43
Figura 19 – Geração projetada 100% da demanda software PVWATTS.....	46
Figura 20 – Geração projetada por meio do software PVWATTS.....	52
Figura 21 – Esquema da simulação software Homer.....	59
Figura 22 – Resultados simulação software Homer.....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifa média por grupo de consumo.....	23
Tabela 2 – Origem e Destino da Energia. ....	24
Tabela 3 – Irradiação solar diária média mensal.....	42
Tabela 4 – Simulação PVWATTS para 100% da demanda.....	45
Tabela 5 – Dimensionamento para 100% da demanda.....	48
Tabela 6 – Simulação PVWATTS para 150 <i>kWp</i> . ....	51
Tabela 7 – Dimensionamento para potência de 150 <i>kWp</i> . ....	52
Tabela 8 – Orçamento aproximado para potência de 1055 <i>kWp</i> .....	53
Tabela 9 – Valor de variáveis.....	54
Tabela 10 – Análise de tempo de retorno.....	55
Tabela 11 – Orçamento aproximado para potência de 150 <i>kWp</i> .....	56
Tabela 12 – Valor de variáveis.....	56
Tabela 13 – Análise de tempo de retorno.....	57
Tabela 14 – Resumo da análise software Homer.....	60

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANDE – Administración Nacional de Electricidad

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

DAE – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

DGEEC - Dirección General de Estadística, Encuestas y Censos

EPH – Encuesta Permanente de Hogares

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

IFSC – Instituto Federal de Santa Catarina

MOCP – Ministério de Obras Públicas e Comunicações

m-SI – Silício Monocristalino

NREL – National Renewable Energy Laboratory

Pb-ácido – Chumbo-ácido

p-SI – Silício Policristalino

PVWATTS –

SEP – Sistema Elétrico Paraguaio

SIN – Sistema Interconectado Nacional

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa mínima de atratividade

UTE – Usina Termelétrica

VPL – Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	15
1.2	JUSTIFICATIVA.....	16
1.3	OBJETIVO GERAL .....	16
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>18</b>
2.1	DEFINIÇÃO DO SETOR.....	18
2.1.1	Geração .....	18
2.1.2	Transmissão e Distribuição .....	20
2.1.3	Tarifas.....	22
2.1.4	Demanda .....	23
2.2	ENERGIA SOLAR.....	25
2.2.1	Radiação Solar .....	25
2.2.2	Irradiância .....	26
2.2.3	Tipos de radiação solar .....	27
2.2.4	Energia Solar no Paraguai .....	28
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	30
2.3.1	Painel Solar Silício Monocristalino (m-Si).....	30
2.3.2	Painel Solar Silício Policristalino (p-Si).....	30
2.3.3	Painel Solar Filme Fino .....	31
2.3.4	Células fotovoltaicas orgânicas .....	32
2.4	INVERSORES .....	33
2.5	BATERIAS .....	33
2.6	INDICADORES DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA .....	34
2.6.1	Valor presente líquido (VPL) .....	34
2.6.2	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	35
2.6.3	<i>Payback</i> Descontado .....	36
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>37</b>
3.1	REGIÃO OCIDENTAL.....	37
3.2	USINA TERMELÉTRICA.....	40
3.3	CONSUMO ENERGÉTICO.....	41
3.4	RADIAÇÃO SOLAR .....	42
3.5	POTÊNCIA NECESSÁRIA PARA ATENDER 100% DA DEMANDA.....	43
3.5.1	Cálculo Números de Painéis .....	43
3.5.2	Cálculo do Inversor .....	46
3.5.3	Cálculo de Banco de Baterias .....	47
3.5.4	Resumo para atendimento de <b>100%</b> com baterias .....	48
3.6	POTÊNCIA SUGERIDA PARA O SISTEMA SEM BATERIAS .....	48
3.6.1	Geração de energia esperada.....	50
3.6.2	Resumo para atendimento de <b>150 kWp</b> .....	52
3.7	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA SISTEMA 1 .....	53
3.8	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA SISTEMA 2.....	55
3.9	DIMENSIONAMENTO COM SOFTWARE HOMER .....	58
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>61</b>

<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>62</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>65</b>
<b>APÊNDICES A – SIMULAÇÃO PVWATTS 100% DEMANDA .....</b>	<b>66</b>
<b>APÊNDICES B – SIMULAÇÃO PVWATTS SISTEMA SUGERIDO .....</b>	<b>67</b>
<b>APÊNDICE C – PLANILHA PARA ANÁLISE DO INVESTIMENTO 100% DEMANDA .....</b>	<b>68</b>
<b>APÊNDICE D – PLANILHA PARA ANÁLISE DO INVESTIMENTO SISTEMA SUGERIDO.....</b>	<b>69</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>70</b>
<b>ANEXO A – DADOS PARA SIMULAÇÃO DA CURVA DE DEMANDA .....</b>	<b>71</b>
<b>ANEXOB – SIMULAÇÃO SOFTWARE HOMER.....</b>	<b>72</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A matriz energética do Paraguai tem uma elevada oferta de energia primária de origem renovável. O incentivo e o desenvolvimento das energias renováveis como alternativa técnica, econômica, social e ecológica é uma necessidade identificada plenamente.

Ao incrementar a participação das energias renováveis numa matriz energética, assegura-se uma geração sustentável a longo prazo, reduzindo a emissão de dióxido de carbono. Apesar de ter um grande potencial, a energia solar ainda não foi muito desenvolvida no Paraguai. A radiação solar global horizontal anual em média é de  $1725 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$  e corresponde a um potencial significativo para o aproveitamento da mesma.

## 1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O Sistema Elétrico Paraguaio (SEP) está formado atualmente pelas Usinas Hidrelétricas Itaipu e Yacyreta, ambas binacionais, e pela Central Hidrelétrica Acaray, que é nacional, além de pequenos grupos de geração térmica, cuja contribuição é baixa. No entanto, o sistema apresenta problemas para sistemas isolados e afastados do sistema de transmissão, apesar da alta disponibilidade que o país tem com a energia de Itaipu.

Neste sentido, o Paraguai também possui potencial para instalação de usinas fotovoltaicas. Assim, a problemática a ser estudada, está relacionada a buscar solução para disponibilizar energia elétrica viável para o sistema isolado devido ao alto custo da geração térmica, possibilitando a produção de energia de forma sustentável diminuindo o impacto ambiental e ampliando a matriz energética.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Este estudo se justifica pela pretensão de instaurar um sistema solar fotovoltaico no sistema isolado paraguaio de forma a expandir a oferta de energia do país e melhorar as condições de suprimento energético utilizando uma fonte renovável.

A região ocidental do Paraguai apresenta inconvenientes para empreendimentos hidroelétricos por consequência do tempo seco. Isto faz com que seja possível o estudo da instalação de outro tipo de fonte de geração. Visto que o custo para instalação de usinas fotovoltaicas tem caído e o grande potencial do Paraguai para esse tipo de fonte, pretende-se avaliar a possibilidade da instalação desse tipo de energia.

Pelo fato do sistema isolado apresentar um custo muito elevado e de maior consumo no verão, é imprescindível instalar outra fonte de energia que seja eficiente e rentável.

## 1.3 OBJETIVO GERAL

Analisar a viabilidade econômica da utilização de energia fotovoltaica no sistema isolado do Paraguai.

## 1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Analisar as tarifas de energia no Paraguai para diferentes regiões e do sistema elétrico paraguaio atual e futuro;
- b) Dimensionar o sistema fotovoltaico para atender uma parcela da demanda de um sistema isolado e em sua totalidade com uso de baterias;
- c) Realizar a análise econômica do sistema a implementar.



## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 apresenta uma breve introdução, a definição do problema, a justificativa e os objetivos do trabalho. O capítulo 2 trata das características gerais do sistema elétrico paraguaio na geração, transmissão, distribuição e tarifas atuais, assim como também as informações necessárias sobre energia solar fotovoltaica e as principais ferramentas para análise de viabilidade econômica.

O capítulo 3 descreve os resultados obtidos sobre o estudo de caso para implantar o sistema fotovoltaico na cidade de Bahia Negra. O capítulo 4 apresenta a conclusão e traz as principais reflexões obtidas com relação ao trabalho.

Por fim, as referências bibliográficas se encontram posteriormente ao capítulo 4.

## 2 REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA

Antes de tratar sobre a geração fotovoltaica no Paraguai é necessário primeiramente analisar a estrutura do Sistema Elétrico Paraguaio (SEP) que é caracterizada pela existência de uma única empresa elétrica integrada verticalmente, a Administración Nacional de Electricidad (ANDE), propriedade do Governo Paraguaio, que tem como objetivo prestar o serviço de eletricidade em todo o território nacional.

### 2.1 DEFINIÇÃO DO SETOR

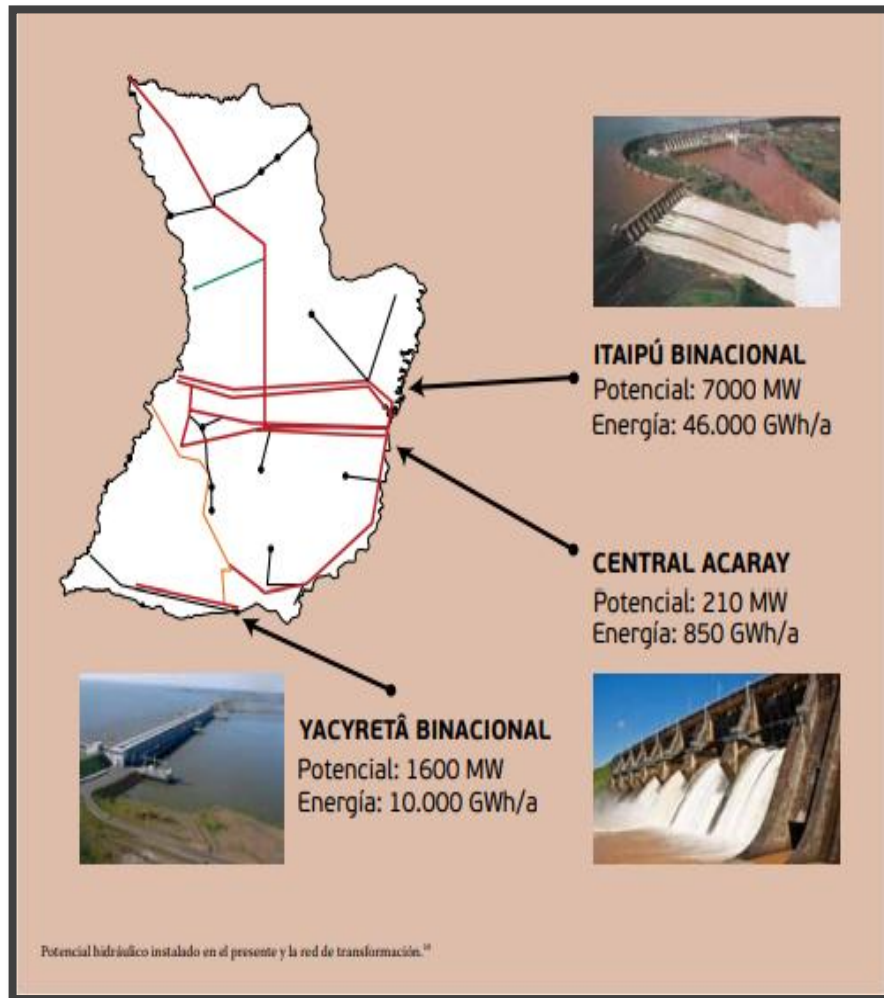
A ANDE tem o monopólio do sistema elétrico (geração, importação, exportação, transmissão, distribuição e comercialização), e é dependente do Ministério de Obras Públicas e Comunicações (MOCP). A energia elétrica no Paraguai é predominantemente de origem hidráulica principal fonte de geração de energia limpa e algumas usinas térmicas.

#### 2.1.1 Geração

O sistema elétrico está formado atualmente pelas Centrais Hidrelétricas Itaipu e Yacyretá, ambas binacionais. A Central Hidrelétrica Acaray e pequenas Centrais de Geração Térmica são propriedades da ANDE. Na Figura 1 é possível observar que todas as Usinas Hidrelétricas estão localizadas na Região Oriental onde a maioria da população do país está concentrada.

A Central Hidrelétrica Itaipu, construída pelo Paraguai e Brasil no rio Paraná, possui uma potência instalada de 7.000 MW, com 10 unidades de 700 MW cada uma. A Central Hidrelétrica Yacyretá, construída por Paraguai e Argentina no rio Paraná, possui uma potência instalada de 1.600 MW, com 10 unidades de 160 MW cada uma. A Central Hidrelétrica Acaray, construída no rio Acaray, possui uma potência instalada de 210 MW, com 4 unidades de 52,5 MW cada uma.

Figura 1 – Localização das Hidrelétricas.



Fonte: Adaptado de Belt et al. (2011).

A ANDE criou o "Plan Maestro de Generación, Transmisión e Distribución (2016 - 2025)", considerando a previsão de crescimento da demanda nacional através do "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015 - 2026", elaborado pelo Departamento de Estudos de Tarifas e Mercado.

No plano é apresentada a construção de parques solares fotovoltaicos para abastecer a Região Ocidental ou Chaco, em áreas rurais muito dispersas de difícil acesso e isoladas do Sistema Interconectado Nacional (SIN). O primeiro parque a ser construído tem características Fotovoltaico-Diesel e será instalado na localidade de Toro Pampa a 120 km de Bahia Negra (ANDE, 2016a, 2016b, 2016c).

O segundo parque solar fotovoltaico será construído na localidade de Loma Plata a 384 km de Bahia Negra para promover o crescimento industrial na Região Ocidental ou Chaco do país, também está previsto a construção de cinco novas centrais hidrelétricas (ANDE, 2016a, 2016b, 2016c).

### 2.1.2 Transmissão e Distribuição

O SIN é dividido em subsistemas não sincronizados. O Subsistema 1 tem como fonte principal de fornecimento a Central Hidrelétrica Itaipu que abastece grande parte da região Oriental e a região Ocidental em sua totalidade. O Subsistema 2 tem como principal fonte de fornecimento a Central Hidrelétrica de Yacyretá que abastece parte do Sul e Sudeste da região Oriental. Os sistemas leste, central, sul, norte, oeste e metropolitano, totalizam 364 *km* de linhas de 500*kV*, 4.611 *km* de linhas de 220*kV* e 1.318 *km* de linhas de 66*kV* existentes até o ano 2016.

O "Plan Maestro de Generación, Transmisión e Distribución (2016 - 2025)", apresenta uma série de estudos técnicos de planificação realizados para determinar o conjunto de obras necessárias para o SIN, de forma a acompanhar o crescimento da demanda e também os projetos de parques industriais. O plano de obras inclui obras de linhas 500*kV* e 220*kV*, a serem realizadas em todos os sistemas central, sul, leste, norte, oeste e metropolitano. Além das obras, a ANDE também prevê as melhorias de 26 linhas já existentes (ANDE, 2016a, 2016b, 2016c).

Conforme a Figura 2 observa-se que o SIN conecta parte das regiões central e sul do Chaco especificamente os departamentos de Boquerón e Presidente Hayes, parte do departamento de Alto Paraguai não está conectada ao SIN. No departamento de Alto Paraguai se encontra um sistema isolado pertencente a ANDE, localizada na cidade de Bahia Negra no extremo nordeste do Chaco na margem do rio Paraguai.

Figura 2 – Sistema Interconectado Nacional.



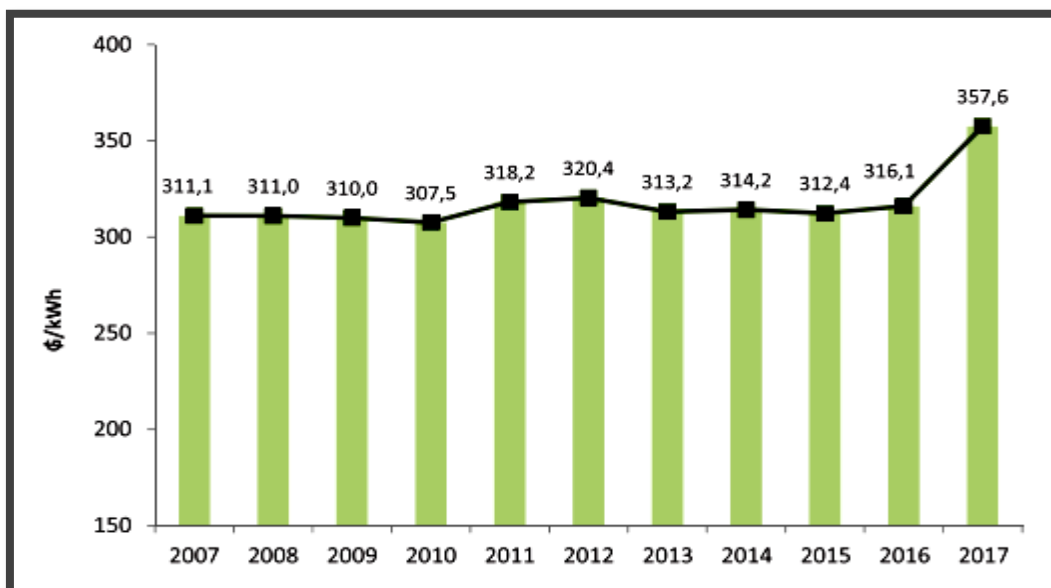
Fonte: Adaptado de PTI (2016).

Até o ano de 2017 a quantidade acumulada de clientes conectados no país era de 1.577.655, registrando-se um crescimento de 4,2% com relação ao ano 2016. O sistema de distribuição da ANDE conta na atualidade com 82 subestações em todo o SIN. A expansão e adequação do sistema elétrico de distribuição previsto no "Plan Maestro de Generación, Transmisión e Distribución (2016 - 2025)" permitirá a ANDE incrementar o número de usuários e oferecer um serviço adequado com os critérios técnicos de planificação no plano de expansão de sistema de distribuição (ANDE, 2016a, 2016b, 2016c).

### 2.1.3 Tarifas

Os preços da energia elétrica para o consumidor estão regulados e estabelecidos pela ANDE e dependem da aprovação do Poder Executivo. Atualmente se encontra estabelecida a tarifa número 21 aprovada no ano de 2017 onde os consumidores são divididos em grupos. Na Figura 3 se observa o comportamento do preço médio de energia elétrica nos últimos 10 anos. Nota-se uma variação de 11,6 % entre o preço do ano de 2016 para o ano de 2017 devido a um reajuste tarifário autorizado pelo Decreto do Poder Executivo N° 6904 de 10 de março de 2017 (ANDE, 2017).

Figura 3– Tarifa Média de Energia Elétrica.



Fonte: Adaptado de ANDE (2017).

A Tabela 1 mostra as tarifas médias de energia elétrica por grupo de consumo no ano de 2017. Segundo o memorial anual de 2016 aproximadamente 20.000 usuários foram transferidos da categoria industrial para geral, isto, gerou uma diminuição da tarifa média industrial. O grupo de maior média foi o diferencial seguido pelo grupo outros.

Tabela 1 – Tarifa média por grupo de consumo.

<b>Grupo</b>	<b>Preço (G/kWh)</b>	<b>Preço (R\$/kWh)</b>
Residencial	392,5	0,25
Diferencial	404,9	0,26
Industrial	305,8	0,20
Outros	357,1	0,23
Governamental	267,0	0,17
Média Nacional	357,6	0,23

Fonte: Adaptado de ANDE (2017).

#### 2.1.4 Demanda

Na Tabela 2 se apresentam os valores registrados no sistema segundo o memorial anual, podendo-se observar que o consumo de energia no SEP teve um crescimento de 4,5% comparado ao ano de 2016, onde 93,9% da energia foi comprada pela ANDE das hidrelétricas Binacionais (Itaipu e Yacyretá), enquanto 6,1% correspondeu à geração própria (Acaray e Térmicas). A exportação de energia realizada para Argentina pela ANDE teve uma participação mínima de 0,5%.

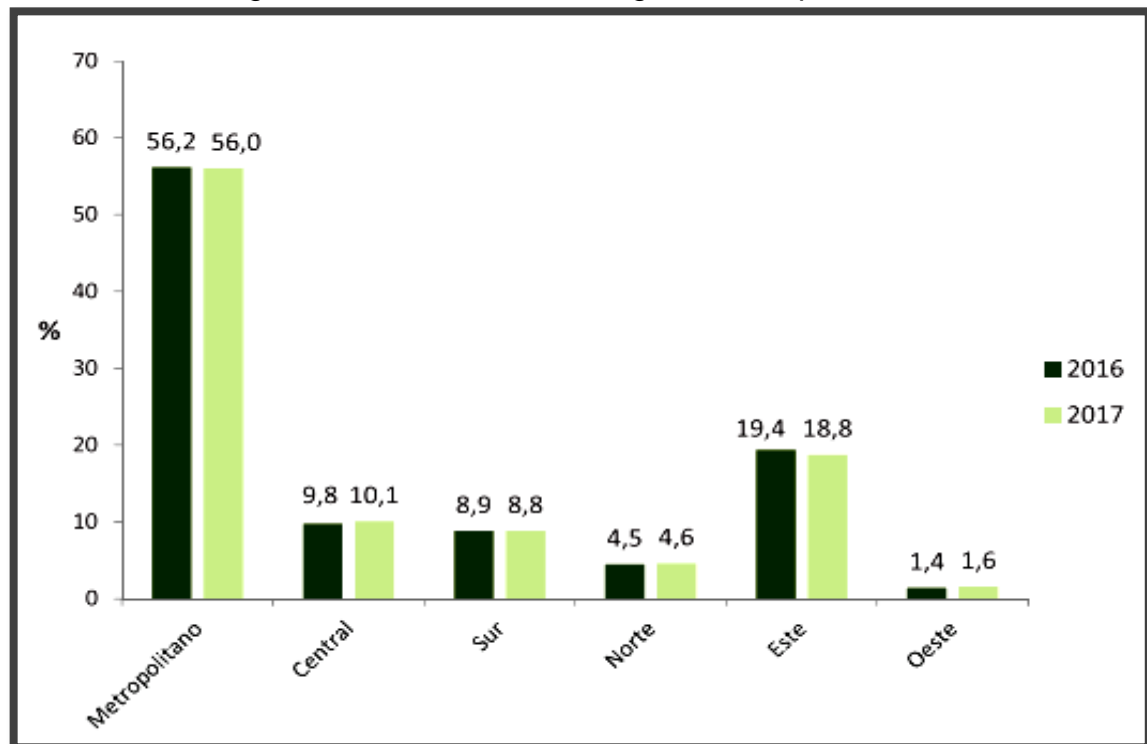
Tabela 2 – Origem e Destino da Energia.

	Ano				Variação
	2016		2017		
	MWh	%	MWh	%	%
<b>Origem</b>					
Energia Gerada Bruta (Acaray + Térmicas)	1.291.399	8,6	956.040	6,1	-25,7
Energia Comprada (Itaipu + Yacyretá)	13.686.282	91,4	14.690.779	93,9	7,3
<b>Energia Total Bruta</b>	<b>14.977.681</b>	<b>100,0</b>	<b>15.649.819</b>	<b>100,0</b>	<b>4,5</b>
<b>Destino</b>					
Consumo Nacional	14.849.342	99,1	15.576.633	99,5	4,9
Exportação	128.339	0,9	73.186	0,5	-43,0

Fonte: Adaptado de ANDE (2017).

A demanda máxima de potência no SIN registrou um crescimento de 7,5% no ano de 2017 comparado ao ano anterior. A Figura 4 apresenta as porcentagens correspondentes a cada sistema, na qual o sistema metropolitano apresenta um 56,0% de participação do consumo nacional. Os principais setores de consumo de energia elétrica são o residencial, industrial e outros, que no ano de 2017 somados foram 87,6% da demanda total.

Figura 4 – Consumo de Energia Elétrica por Sistema.



Fonte: Adaptado de ANDE (2017).



## 2.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar é imprescindível para o ser humano, sem ela não seria possível a vida. Desde tempos antigos era empregada em diversos trabalhos diários, principalmente no período em que não existia a eletricidade. Com o passar do tempo a energia solar foi tornando-se mais indispensável, visto que é um recurso natural, sendo utilizada tanto no cotidiano das pessoas quanto nas indústrias. Além disso, a luz solar contribui para o crescimento das árvores, sendo considerada muito importante para a vida e produção de alimentos.

Na atualidade, o uso de energia solar para geração de energia elétrica através de geração fotovoltaica é uma excelente alternativa, pois reduz consideravelmente os índices de contaminação produzidos com a energia convencional, que utiliza o petróleo e o carvão que contribuem para o aumento dos gases contaminantes. Por isso, este tipo de energia tem sido foco de muitas pesquisas e estudos a fim de melhorar a eficiência de captação e de transformação em energia elétrica.

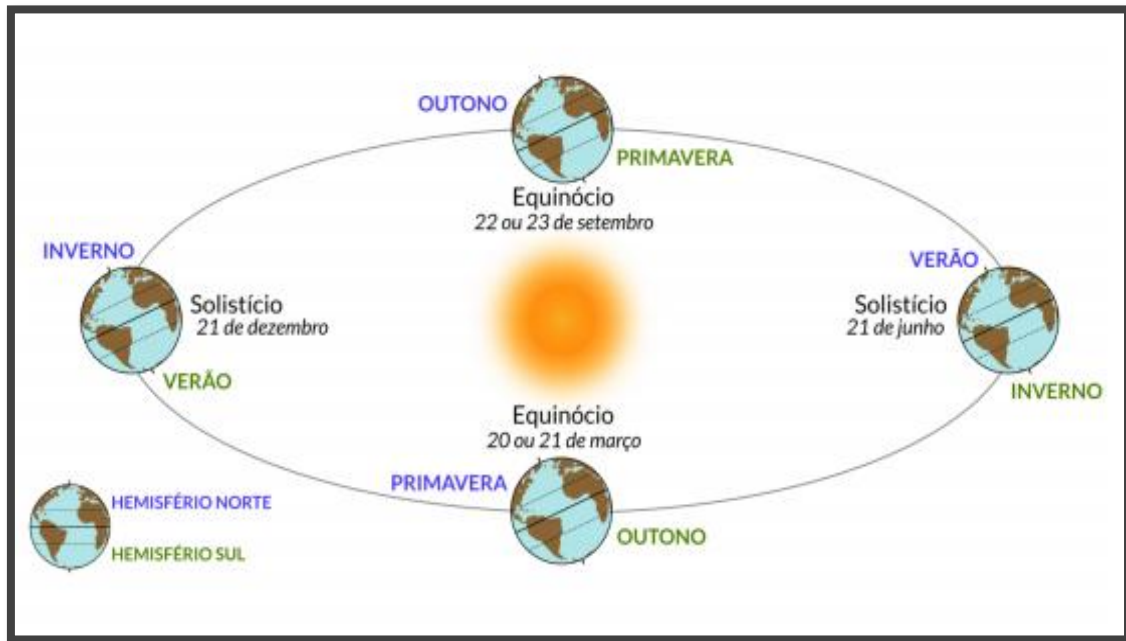
Apesar de ser um recurso natural, os custos para implantação deste tipo de energia são relativamente muito altos. Isto faz com que a energia solar seja pouco explorada. Sabemos que mundialmente está havendo uma grande mudança climática devido a diversos fatores. Na América Latina podemos observar que a falta de chuvas afeta a geração hidrelétrica, pois as usinas hidrelétricas são as principais responsáveis pela geração de energia elétrica neste subcontinente. Assim, há grandes variações do preço do petróleo fazendo-se necessária a diversificação da matriz energética dos países para que o preço final da energia para o consumidor não seja tão alto.

### 2.2.1 Radiação Solar

É o processo em que a energia proveniente do Sol, se propaga sob a forma de ondas, genericamente denominadas ondas eletromagnéticas. Este fenômeno em forma de energia chega à superfície da Terra através das ondas eletromagnéticas que se propagam no vácuo, pois não necessitam de um meio para se propagar. A unidade de medida é  $W \cdot h/m^2$  (SENTELHAS, ANGELOCCI, 2012). A

disponibilidade de radiação solar depende da latitude local e da posição do tempo. Isso se deve à inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente. Na Figura 5 se observa a geometria sol-terra segundo às estações do ano e a duração do dia.

Figura 5 – Geometria Sol-Terra determinada às estações do ano e a duração do dia.



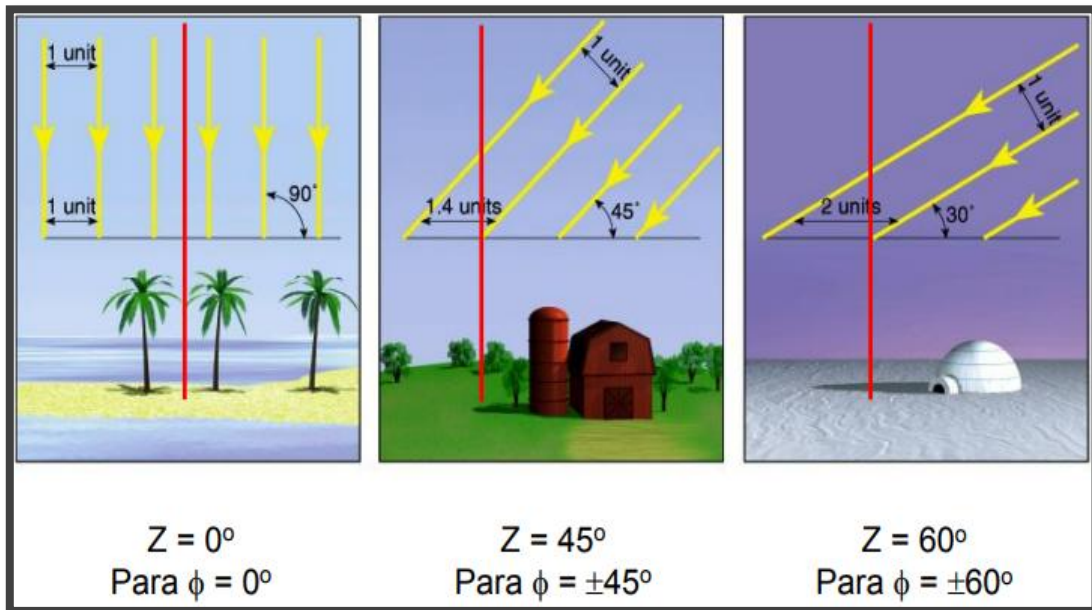
Fonte: Adaptado de INPE (2017).

### 2.2.2 Irradiância

Representa a quantidade de energia solar incidente por unidade de superfície durante um período definido de tempo, medida em watts por metro quadrado ( $W/m^2$ ). A irradiação solar pode ser expressa em  $kWh/(m^2 \cdot dia)$ ,  $kWh/(m^2 \cdot mês)$  ou  $kWh/(m^2 \cdot ano)$  (MEGALE, 2015).

A irradiação varia de acordo com o ângulo dos raios solares. Denomina-se ângulo zenital ( $Z$ ) ao ângulo formado entre o zênite local e os raios solares. Quanto maior  $Z$ , menor a irradiância solar (SENTELHAS, ANGELOCCI, 2012). Na Figura 6 se observa a variação da elevação solar e o ângulo zenital ( $Z$ ), a linha vermelha indica o zênite do local.

Figura 6 – Variação da elevação solar e o ângulo zenital ( $Z$ ).



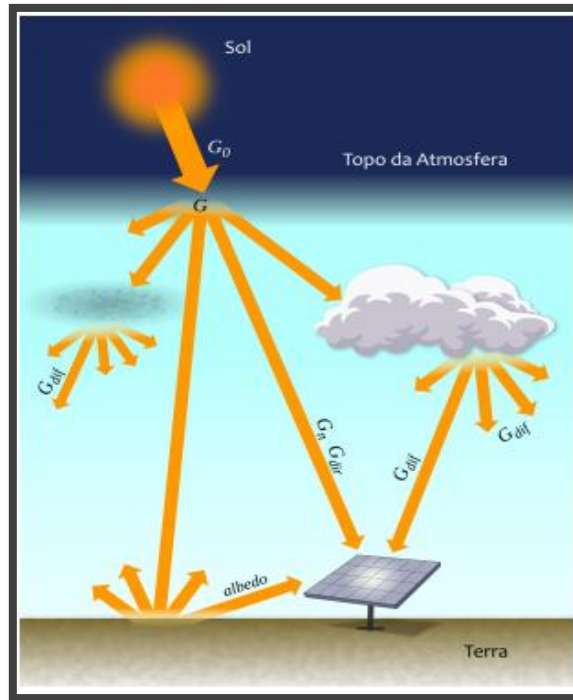
Fonte: Adaptado de Sentelhas, Angelocci (2012).

### 2.2.3 Tipos de radiação solar

Conforme Figura 7 a radiação solar sofre a influência do ar atmosférico, das nuvens e da poluição antes de chegar ao solo (VILLALVA, GAZOLI, 2012). Os tipos de irradiação solar que incidem sobre a superfície, segundo Villalva e Gazoli (2012) são:

- I. Irradiação solar Direta: é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera (sem interagir) e atinge a superfície;
- II. Irradiação solar Difusa: é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera sendo difundida pelos constituintes atmosféricos (altera a direção);
- III. Irradiação solar Global: é a somatória da Radiação solar direta mais a difusa;
- IV. Radiação solar refletida: é a fração da radiação global que não chega à superfície devido a sua reflexão para o espaço.

Figura 7 – Tipos de radiação solar.



Fonte: Adaptado de INPE (2017).

#### 2.2.4 Energia Solar no Paraguai

O Paraguai possui um grande potencial para gerar energia elétrica a partir do Sol. Segundo o Atlas Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay (PTI, 2016), a incidência solar diária pode ir de 2,80 a 6,75  $kWh/m^2 / dia$ . Na Figura 8 se observa que a região Ocidental ou Chaco, especificamente nos departamentos de Alto Paraguai e Boquerón, é a que possui maior potencial para o aproveitamento da energia solar.

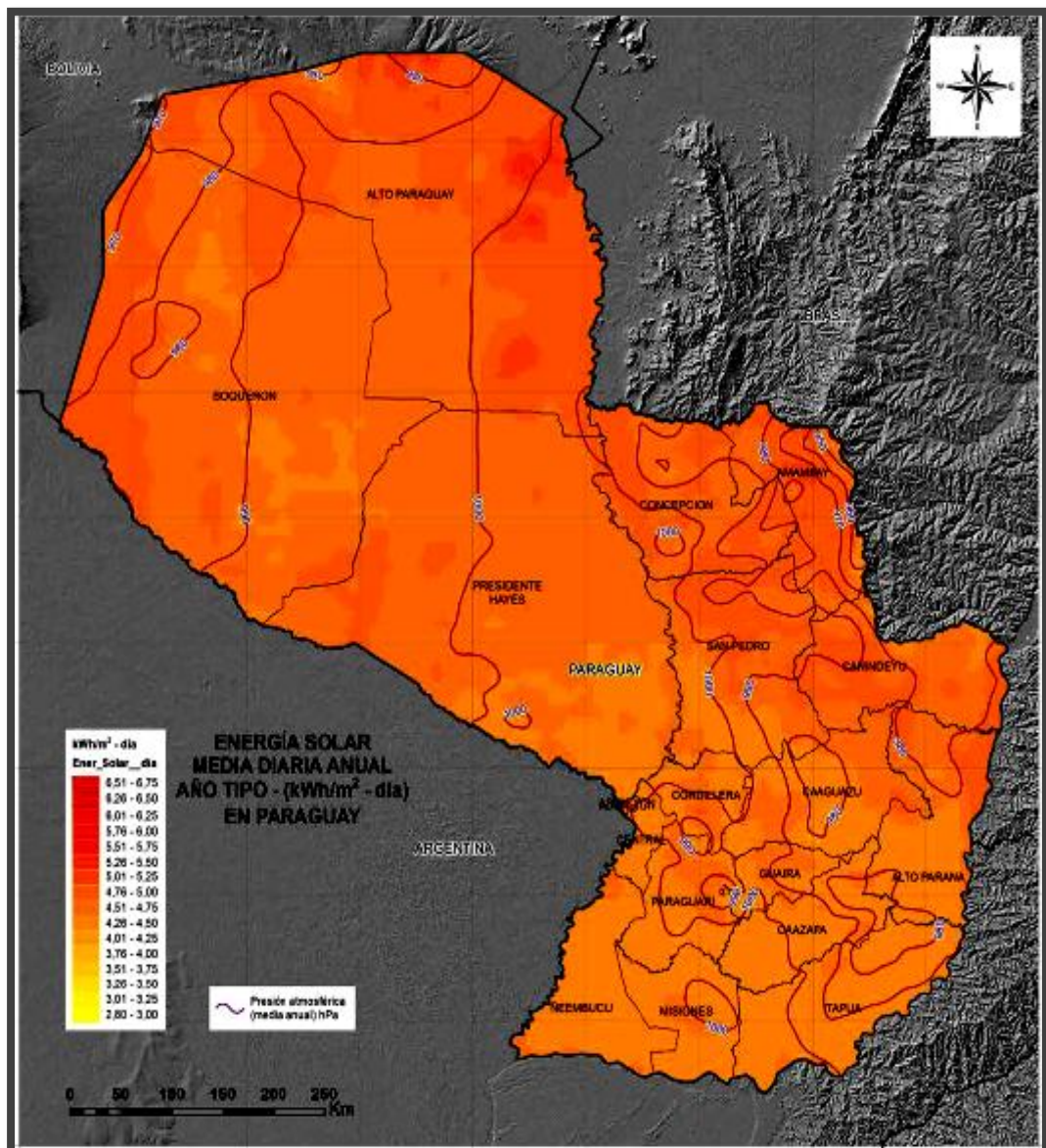
Outra região com grande potencial é a Oriental nos departamentos de Concepción, Amambay e San Pedro. No verão e na primavera há um alto índice de irradiação solar em especial durante os meses de outubro a março. Os menores índices de irradiação se encontram entre os meses de maio e junho.

Em nível de comparação, no Brasil apesar da diversidade climática, há elevados índices de radiação. Este fato faz com que o país tenha um grande potencial para gerar eletricidade a partir da energia proveniente do Sol. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017), a região que apresenta maior potencial solar é a Nordeste, com radiação global média de 5,49  $kWh/m^2$  e da

componente direta normal de  $5,05 \text{ kWh/m}^2$ , devido a sua localização mais próxima à linha do Equador.

Apesar das variações regionais é pequena a diferença entre os índices de radiação registrados em quatro das cinco regiões brasileiras, pois na região Sul o índice de radiação solar é o mais baixo se comparado às outras quatro regiões. Entretanto, o Brasil é privilegiado por ter elevados níveis de radiação durante o ano.

Figura 8 – Incidência do Sol no Paraguai.



Fonte: Adaptado de PTI (2016).

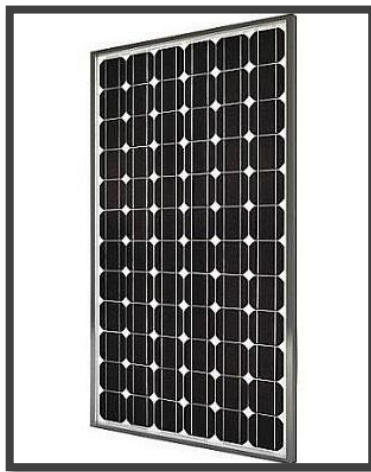
## 2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia fotovoltaica se baseia na conversão da radiação solar em eletricidade, através de materiais semicondutores, resultando em um fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico. O elemento fundamental na conversão fotovoltaica é a célula celular. Existem três gerações de tecnologias aplicadas para produção de células fotovoltaicas, que serão apresentadas segundo suas características e tipo de material.

### 2.3.1 Painel Solar Silício Monocristalino (m-Si)

O monocristalino forma parte da primeira geração. São mais caros e eficientes do que os policristalinos devido ao fato de serem feitos a partir de um único grande cristal de silício de elevada pureza, o que envolve um processo complexo para sua fabricação. A eficiência média do painel solar monocristalino é de 15 % a 20 % (PORTAL SOLAR, 2019). Na Figura 9 se observa um painel de silício monocristalino.

Figura 9 – Painel Solar de Silício Monocristalino.



Fonte: PORTAL SOLAR (2019).

### 2.3.2 Painel Solar Silício Policristalino (p-Si)

Tanto o painel solar silício policristalino quanto o painel solar silício monocristalino, formam parte da primeira geração. As células de policristalino são

formadas por diversos cristais e exigem um processo de separação menos rigoroso, o que faz com que sua eficiência seja menor em comparação com as de monocristalino. A eficiência média do painel solar policristalino é de 14 % a 20 % (PORTAL SOLAR, 2019). Na Figura 10 se observa um painel de silício policristalino.

Figura 10 – Painel Solar de Silício Policristalino.



Fonte: PORTAL SOLAR (2019).

### 2.3.3 Painel Solar Filme Fino

O painel solar filmes finos forma parte da segunda geração, e é dividido em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (Cdte) Cepel-Cresesb (2014). O material é depositado diretamente sobre uma superfície de metal ou de vidro para formar o painel (NEOSOLAR, 2019).

Consumem menos matéria-prima e menos energia na fabricação, tornando seu custo baixo e favorecendo sua produção em grande escala (VILLALVA, GAZOLI, 2012). A eficiência média do painel solar policristalino é de 7% a 13% (PORTAL SOLAR, 2019). Na Figura 11 se observa um painel de filme fino.

Figura 11 – Painel Solar de Filme Fino.

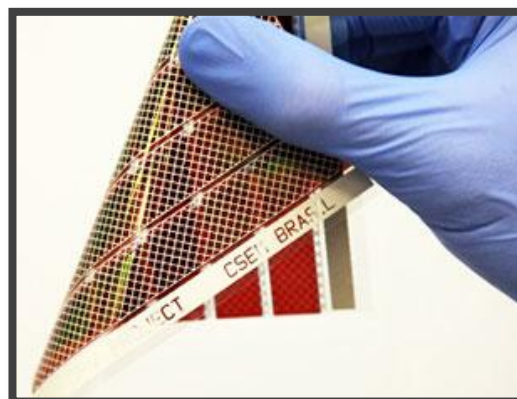


Fonte: PORTAL SOLAR (2019).

#### 2.3.4 Células fotovoltaicas orgânicas

As células fotovoltaicas orgânicas formam parte da terceira geração. Segundo Cepel-Cresesb (2014), as células orgânicas ou poliméricas representam a mais recente das tecnologias fotovoltaicas, em fase de pesquisa e desenvolvimento. Esta tecnologia utiliza um semicondutor orgânico, o qual está encarregado de absorver a luz e gerar, separar e transportar as cargas. Na Figura 12 se observa um painel solar orgânico.

Figura 12 – Painel Solar Orgânico.



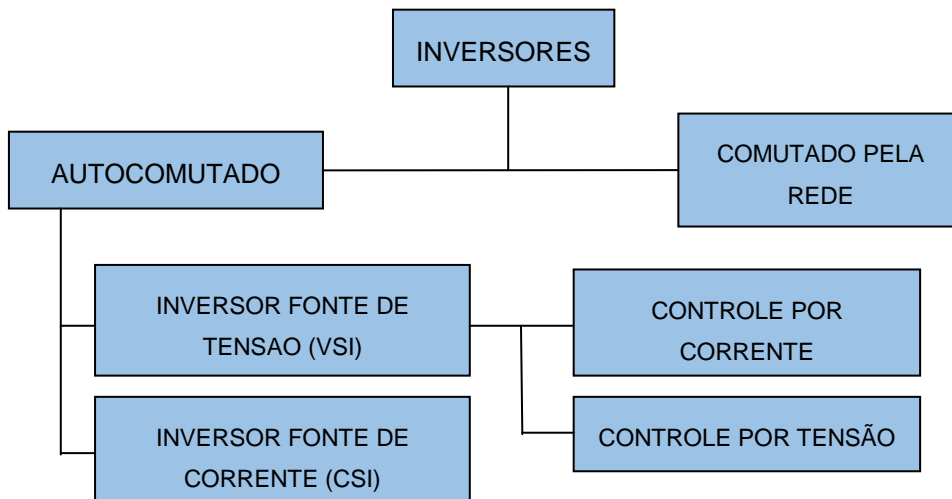
Fonte: PORTAL SOLAR (2019).



## 2.4 INVERSORES

De acordo com Cepel-Cresesb (2014), um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (C.A) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (C.C), proveniente, por exemplo, de baterias ou módulos fotovoltaicos. Para que às cargas sejam alimentadas, a tensão C.A de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequado. Os inversores podem ser classificados dependendo do princípio de operação e divididos em dois grupos como mostra a Figura 13.

Figura 13 – Tipos de inversores de acordo com o princípio de funcionamento.



Fonte: CEPPEL-CRESESB (2014).

## 2.5 BATERIAS

Para sistemas isolados e afastados da rede elétrica, se faz conveniente armazenar energia para atender a demanda em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente. Para isso é comum o uso de baterias, para que parte da energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos possa ser utilizada em outros momentos para atender a demanda.

## Segundo Cepel-Cresesb (2014):

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, capaz de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica.

Em sistemas fotovoltaicos as baterias utilizadas são do tipo recarregáveis, existem também as do tipo não recarregáveis muito utilizadas como fontes de energia de pequena potência. A bateria Chumbo-ácido (Pb - ácido) é a mais empregada em sistemas fotovoltaicos (CEPEL-CRESESB, 2014).

É importante ressaltar dois fatores que certamente são de fundamental importância como a profundidade de descarga, que esta relacionada ao percentual de energia faltante em uma bateria para complementar o estado de carga nominal, e a sobrecarga onde o fornecimento de corrente elétrica após a bateria ter atingido o nível máximo de carga, provoca o aquecimento do dispositivo podendo diminuir a vida útil.

## 2.6 INDICADORES DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para implementar um projeto, é necessário realizar um estudo de viabilidade econômica para analisar se o investimento é viável ou não, para isso serão apresentados os principais métodos econômicos utilizados. Os indicadores a serem utilizados são: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno do investimento - *Payback*.

### 2.6.1 Valor presente líquido (VPL)

Este índice desloca as entradas e saídas de capital para a data inicial do investimento, onde a taxa de juros " $i$ " é descontado, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A equação (1) mostra que o VPL é definido como sendo o

somatório dos valores presentes dos fluxos estimados da aplicação, calculados a partir de uma taxa e de seu período de duração (FREIRE, 2009).

$$VPL = - \frac{FC_0}{(1+i)^0} + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} \dots \dots \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Onde:

$VPL$  = Valor presente líquido;

$FC$  = é o valor do fluxo de caixa. O índice refere-se ao tempo;

$i$  = taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade. Taxa mínima requerida para realizar o investimento.

$n$  = representa o prazo de análise do projeto.

### 2.6.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno é uma taxa que faz com que o VPL de um projeto seja igual à zero, representando o ponto de reversão da decisão de investir. Caso o TIR de um projeto seja superior ao custo do capital o projeto deve ser aceito, caso seja igual pode ou não ser aprovado, e caso seja inferior o projeto deve ser rejeitado (PUCCINI, 2007). O TIR esta representado na equação (2).

$$0 = - \frac{FC_0}{(1+TIR)^0} + \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} \dots \dots \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} \quad (2)$$

### 2.6.3 *Payback* Descontado

Segundo Gitman (2010), o método do *payback* mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo, o qual fornece indicativo do risco do investimento, ou seja, quanto maior for o *payback* mais tempo será necessário para se obter o capital investido. O *payback* descontado está representado na equação (3).

$$-INV + \sum_{t=1}^T \frac{R - C}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (3)$$

Onde:

$INV$  = Investimento inicial;

$R$  = é a receita;

$C$  = é o custo

$t$  = período.

### 3 ESTUDO DE CASO

#### 3.1 REGIÃO OCIDENTAL

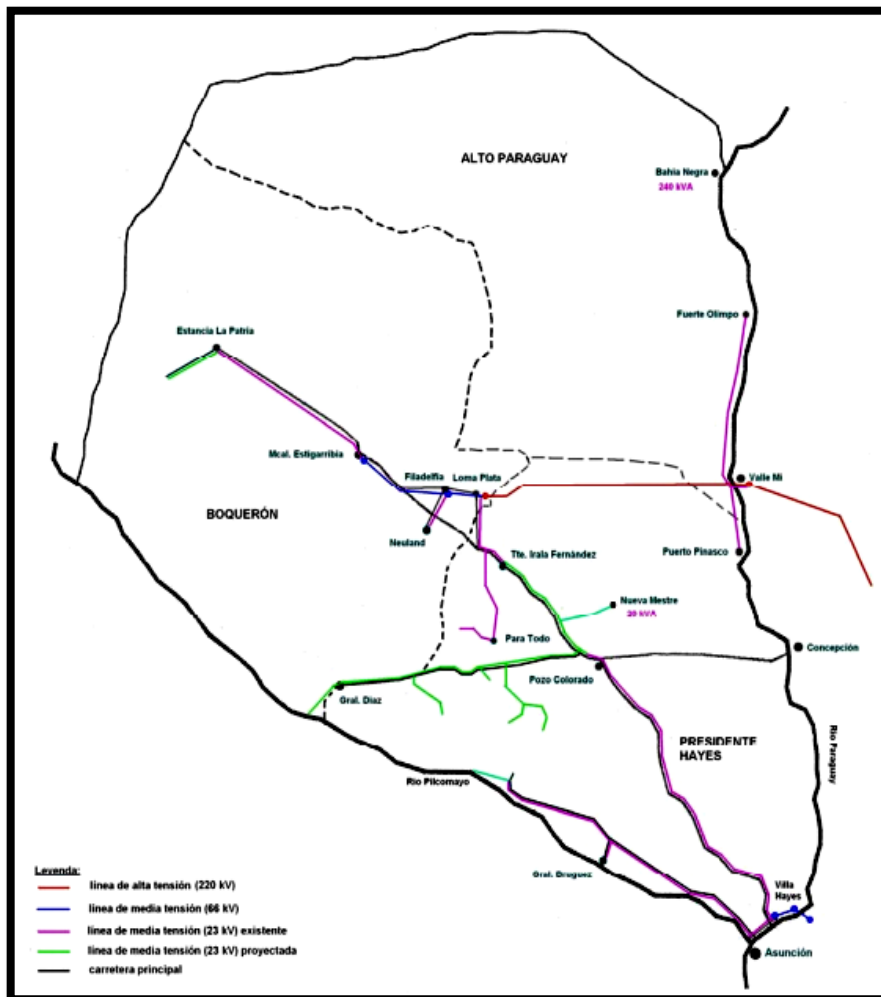
Grande parte da região ocidental ou Chaco, não conta com o serviço de energia elétrica da ANDE. Os Departamentos que formam parte desta região são Presidente Hayes, Boquerón e Alto Paraguai. Estes têm uma grande extensão (60% do território nacional) e uma população de aproximadamente 205.207 habitantes, o que dificulta que estejam ligados ao SIN.

Como mostra a Figura 14, a região está alimentada por dois sistemas elétricos diferentes. O primeiro fornece energia no Chaco central e parte da margem ocidental do rio Paraguai por meio de uma linha de 220 kV, que sai da Itaipu até a subestação de 23 kV da cidade de Vallemi. Logo, segue a linha de alta tensão que cruza o rio Paraguai até a cidade de Loma Plata, onde há outra subestação de média tensão e uma linha de sub-Transmissão de 66 kV, interligando as cidades de Loma Plata a Mariscal Estigarribia através de Filadélfia.

Também da subestação de Vallemi se fornece energia elétrica no norte para as cidades Carmelo Peralta, Puerto Guarani até Fuerte Olimpo. Do sul até a cidade de Puerto Piñasco passando por Puerto Casado. O segundo sistema abastece a região sul do Chaco com uma linha de 23 kV da subestação da cidade de Villa Hayes onde chega uma linha de 66 kV da cidade de Limpio cruzando o rio Paraguai. A subestação de Villa Hayes fornece energia para as cidades de Pozo Colorado, Puerto Falcón até Teniente Esteban Martínez.

No Chaco também existem diferenças importantes entre os Departamentos com relação à cobertura de energia. O Departamento mais próximo da capital Assunção e de maior densidade populacional é Presidente Hayes. O acesso à energia elétrica neste departamento é de 90,79% num total de 29.575 moradias. Nos departamentos de Boquerón e Alto Paraguai a porcentagem de acesso à energia é de 87,51% com 16.744 moradias e 94,16% com 4.417 moradias respectivamente.

Figura 14 – Mapa elétrico da Região Ocidental ou Chaco.



Fonte: Adaptado de PULFER (2005).

Apesar do departamento de Alto Paraguai possuir uma grande extensão territorial, sua população está concentrada em apenas 0,2% do total do país. Por isso, encontra-se isolado do SIN e não dispõe de uma rede elétrica. O departamento está dividido em 4 (quatro) municípios, Forte Olimpo capital do departamento, Puerto Casado, Carmelo Peralta e Bahía Negra, sendo que neste último município, inicialmente, a energia era gerada por uma Usina Termelétrica (UTE) (diesel) propriedade da Armada Nacional.

O município de Bahia Negra conta com 2.498 habitantes, segundo os dados da Dirección General de Estadística, Encuesta y Censos (DGEEC, 2018). A maior parte da população economicamente ativa está concentrada em atividades do setor primário (agrícola), que aglomeram 49,5%, seguida pelas atividades do setor terciário (comércio e serviços) com 40,9%. A Figura 15 mostra a cidade de Bahia Negra.

Figura 15 – Cidade de Bahia Negra.



Fonte: Adaptado de Google (2019).

Na última “Encuesta Permanente de Hogares” (EPH) de 2017 realizada pela DGEEC (2017), pelo fato da região ser rural é possível observar que as principais fontes de energias para preparação de alimentos são lenha 46,95% e o gás 46,41%, seguidas pelo carvão com 1,90% e eletricidade com 2,49%. Comparando com Assunção a situação é distinta levando em consideração os seguintes valores lenha 6,23%, gás com 62,77%, carvão com 11,51% e eletricidade com 17,53%.

### 3.2 USINA TERMELÉTRICA

Bahia Negra está localizada no noroeste do departamento de Alto Paraguai, a cerca de 950 *km* de Assunção e a 10 *km* da tríplice fronteira (Bolívia, Paraguai e Brasil). Assuas coordenadas geográficas são: sul 20°15'0" Oeste 58°12'00". Desde o ano de 1997 a administração da termelétrica passou a ser responsabilidade da ANDE, que passou a prestar o serviço elétrico. No começo por 12 horas ao dia e, posteriormente por 18 horas ao dia. A partir de abril de 2011 o serviço foi contínuo por 24 horas, segundo o Departamento de Energias (GIMÉNEZ, 2011).

Como a cidade se encontra isolada do SIN, para fornecer energia elétrica, a UTE conta com dois geradores. O primeiro da marca Caterpillar de 365 *kVA*, consumo de 0,272 litros por *kWh*, outro gerador da marca Olympian de 200 *kVA*, consumo de 0,30875 litros por *kWh*. Na Figura 16 se observa gerador Caterpillar de 365 *kVA*.

Figura 16 – Gerador Caterpillar de 365 *kVA*.



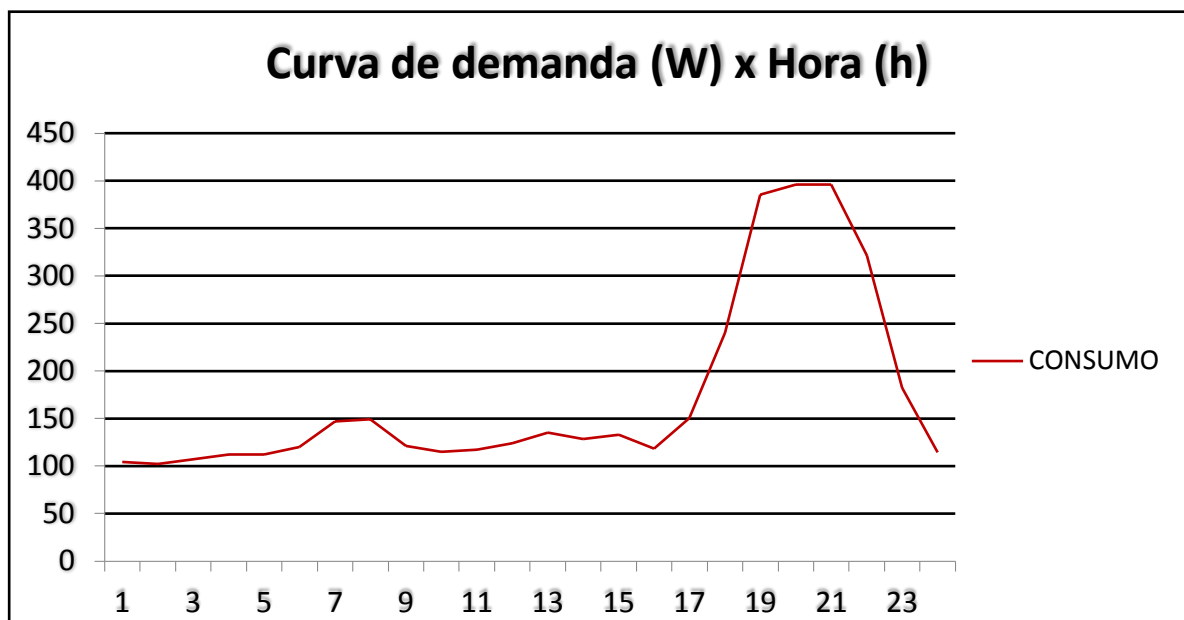
Fonte: Adaptado de CAT (2019).



### 3.3 CONSUMO ENERGÉTICO

O consumo no ano de 2017 foi de 1.509 *MWh*, teve um crescimento de 4,5% comparado ao ano de 2016 (ANDE, 2017). Como não houve acesso a curva de demanda, foi realizada uma simulação partir da EPH (DGEEC, 2017), referente a cidade de Bahia Negra de acordo com os tipos de bens utilizados (ANEXO A). Levando em consideração que a cidade não conta com indústrias, a curva de carga se caracteriza por consumo praticamente constante durante o dia inteiro, com um leve aumento no início da manhã (entre 06 e 08 horas), com aumento no fim da tarde e um pico de demanda (entre 18 e 21 horas), conforme mostra a Figura 17.

Figura 17 – Simulação da curva de demanda.



Fonte: Elaboração própria (2019).

A tarifa de energia na região é de 0,25 *R\$/kWh* estabelecida por lei. Segundo Rios (2014), como no ano de 2013 os gastos de geração foram de *R\$ 1.684.053* e a demanda de 1.074 *MWh*, o preço real deveria ser de 1,56 *R\$/kWh*. A ANDE subsidia 83% da energia gerada, o que leva a um resultado de grandes perdas tanto econômicas como técnicas. Isto leva a uma avaliação de alternativas para reduzir as despesas para a geração na região.

### 3.4 RADIAÇÃO SOLAR

Para garantir o máximo de aproveitamento ao longo do ano é necessária a medição de radiação solar, difusa e direta. Neste trabalho utilizaremos os dados da base "SunData" do CRESESB - CEPEL (2018), conforme a Tabela 3. Nela observa-se que existe muita variação em relação à inclinação e, que o mais viável é utilizar o ângulo igual à latitude com uma inclinação de 20°, com irradiação média de 5,09  $kWh/m^2/dia$ .

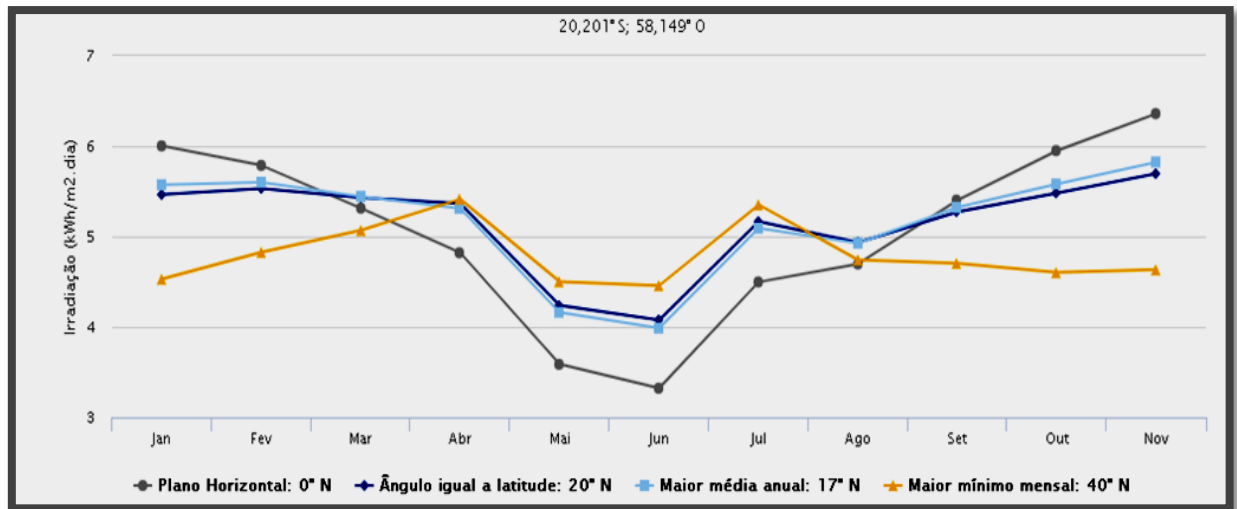
Tabela 3 – Irradiação solar diária média mensal.

Mês	Radiação Solar ( $kWh/m^2/dia$ )		
	Ângulo igual a latitude	Maior media anual	Maior mínimo mensal
	20° N	17° N	40° N
Janeiro	5,46	5,57	5,53
Fevereiro	5,53	5,60	5,44
Março	5,43	5,44	5,07
Abril	5,36	5,31	5,41
Mai	4,24	4,16	4,50
Junho	4,08	3,99	4,46
Julho	4,39	4,30	4,76
Agosto	5,16	5,09	5,35
Setembro	4,94	4,93	4,74
Outubro	5,27	5,32	4,70
Novembro	5,48	5,58	4,60
Dezembro	5,70	5,82	4,63
Valor médio	5,09	5,09	4,80

Fonte: Adaptado de SunData (2018).

A Figura 18 mostra os níveis de irradiação para 4 tipos de inclinações e que o menor índice de irradiação se encontra no mês junho. Os maiores índices de irradiação se encontram entre os meses de dezembro a março.

Figura 18 – Irradiação solar no plano inclinado ao longo do ano.



Fonte: Adaptado de SunData (2018).

### 3.5 POTÊNCIA NECESSÁRIA PARA ATENDER 100% DA DEMANDA

#### 3.5.1 Cálculo Números de Painéis

Com base nos dados definidos como o tamanho do sistema, a inclinação ideal para instalação dos módulos 20°, com desvio azimutal de 0° em relação ao norte geográfico, foram realizados os cálculos necessários para dimensionar o sistema. Para o cálculo do sistema são apresentadas a seguir as equações a serem utilizadas, conforme Sebben e Cidral (2017).

A primeira equação (4) corresponde a potência total do gerador fotovoltaico.

$$Pfv = \frac{E \cdot Gsc}{Irrad \cdot 365 \cdot TD} \quad (4)$$

A segunda equação (5) corresponde à quantidade de módulos.

$$Nmod = \frac{Pfv (kWp)}{Pmod (kWp)} \quad (5)$$

Onde:

$P_{fv}$  = Potência do Sistema Fotovoltaico ( $kWp$ );

$E$  = Quantidade de energia a ser gerada ( $kWh/ano$ );

$G_{stc}$  = Irradiância típica na superfície terrestre ( $kW/m^2$ );

$TD$  = Taxa de Desempenho do Sistema (%);

$Irrad$  = Irradiação local diária média ( $kWh/m^2/dia$ );

$N_{mod}$  = Número de módulos do Sistema de geração fotovoltaica ( $un$ );

$P_{mod}$  = Potência nominal do módulo ( $kWp$ ).

Considerando os valores definidos acima, obtemos os seguintes resultados apresentados em (6) e (7) para atender 100% da demanda de Bahia Negra.

Potência total do gerador fotovoltaico:

$$P_{fv} = \frac{1.509.000 * 1}{5,09 * 365 * 77\%} \quad (6)$$

$$\mathbf{P_{fv} = 1.054,843103 kWp}$$

Quantidade de módulos:

$$N_{mod} = \frac{1.054,843103 (kWp)}{0,330 (kWp)} \quad (7)$$

$$\mathbf{N_{mod} = 3.197 (módulos)}$$

Conforme segue na Tabela 4, foi obtida uma aproximação da quantidade de energia que seria gerada ao longo do ano com a simulação por meio do software PVWATTS (APÊNDICE A), com os dados definidos inicialmente para atender 100% da demanda.

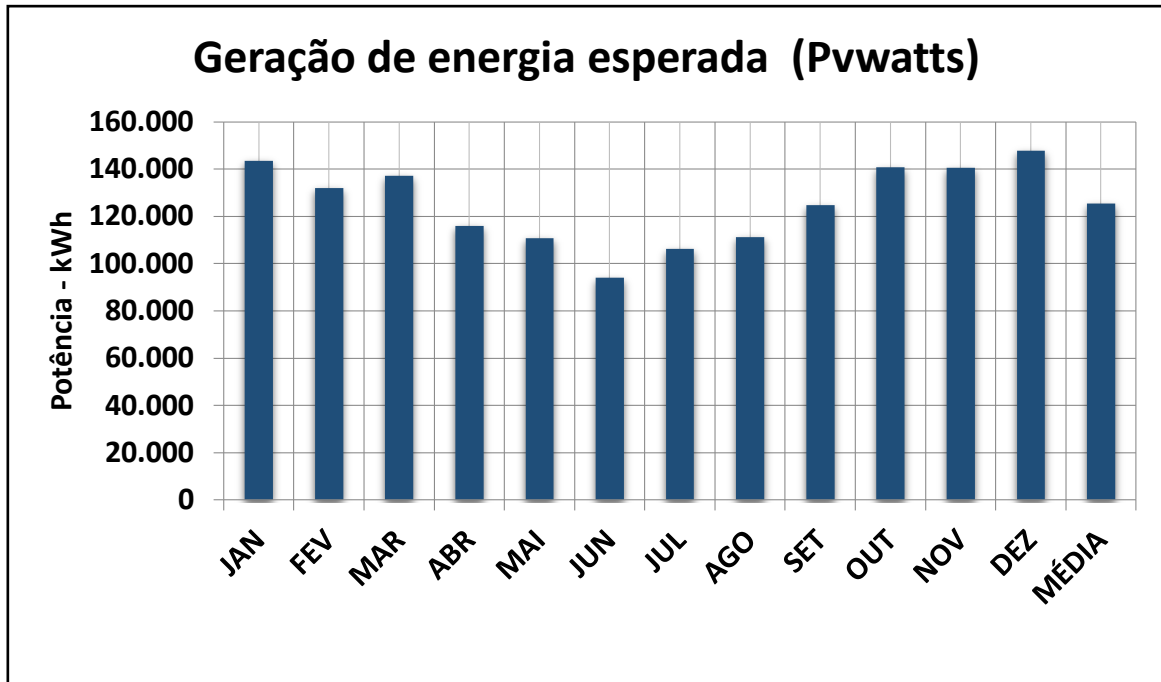
Tabela 4 – Simulação PVWATTS para 100% da demanda.

<b>Mês</b>	<b>Radiação Solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Energia Gerada (kWh)</b>
<b>Janeiro</b>	5,96	143.448
<b>Fevereiro</b>	6,03	131.990
<b>Março</b>	5,69	137.006
<b>Abril</b>	4,82	115.956
<b>Mai</b>	4,37	110.723
<b>Junho</b>	3,78	93.877
<b>Julho</b>	4,10	106.097
<b>Agosto</b>	4,42	111.242
<b>Setembro</b>	5,08	124.611
<b>Outubro</b>	5,75	140.609
<b>Novembro</b>	6,04	140.445
<b>Dezembro</b>	6,06	147.599
<b>Anual</b>	<b>5,18</b>	<b>1.503,603</b>

Fonte: Adaptado de NREL (2019).

A Figura 19 ilustra a projeção mensal de energia a ser gerada como a instalação do sistema fotovoltaico. Nela é possível observar que nos meses de maior produção de energia são janeiro e dezembro. O mês de junho apresenta menor produção de energia.

Figura 19 – Geração projetada 100% da demanda software PVWATTS.



Fonte: Elaboração própria (2019).

### 3.5.2 Cálculo do Inversor

Como o cálculo do sistema apresentou um total de 3.197 *módulos* de 330 *Wp*, com uma potência pico de 1.055 *kWp*, O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) recomendado pelos fabricantes é na faixa de 75 % a 85 % e o limite superior de 105 % (UNESP, 2016). Foi dimensionado, a partir da equação (8) o FDI do sistema considerando 85 % conforme Sebben e Cidral (2017).

$$FDI = \frac{P_{inv} (W)}{P_{gfv} (Wp)} \quad (8)$$

$$P_{inv} = FDI * P_{gfv} = 1.055 \text{ kWp} * 0,85$$

$$P_{inv} \cong 900 \text{ kW}$$

Onde:

$FDI$  - Fator de Dimensionamento de Inversores (*adimensional*);

$P_{inv}$  = Potência nominal em corrente alternada do inversor ( $W$ );

$P_{gfv}$  = Potência pico do painel fotovoltaico ( $Wp$ ).

Será necessário um inversor com potência de  $900\text{ kW}$  considerando um fator de dimensionamento do inversor em  $85\%$ .

### 3.5.3 Cálculo de Banco de Baterias

Como se trata de um sistema isolado e afastado do SIN é conveniente armazenar energia para suprir a necessidade diária e dias sem a presença do sol. O tipo de bateria a ser utilizado é complexo, tendo em vista a disponibilidade de baterias específicas. Para sistemas fotovoltaicos, baterias projetas são mais caras e com uma maior duração, o que seria importante para sistemas isolados.

A capacidade do banco de baterias pode ser calculada usando a equação (9), conforme Alvarenga (2013). Serão considerados o consumo previsto que é de  $4128\text{ kWh/dia}$ , uma autonomia de três dias, tensão do banco de baterias de  $48\text{ V}$  e uma profundidade de descarga de  $0,60$ .

$$\text{Capacidade (Ah)} = \frac{\text{Consumo total (Wh/dia)} \times \text{Autonomia (dias)}}{\text{Tensão banco de baterias (V)} \times \text{Profundidade de descarga (pu)}} \quad (9)$$

$$\text{Capacidade (Ah)} = \frac{4128\text{ kWh} \times 3}{48\text{ V} \times 0,60}$$

$$\text{Capacidade} = 430.000\text{ Ah}$$

A capacidade mínima do banco de baterias deve ser de 430.000 *Ah*. Serão necessárias 1.792 baterias do tipo  $C_{20}$  com 240 *Ah* de capacidade.

#### 3.5.4 Resumo para atendimento de 100% com baterias

Na Tabela 5 é apresentado o resumo final dos resultados obtidos do dimensionamento do sistema para atender 100% da demanda com baterias.

Tabela 5 – Dimensionamento para 100% da demanda.

<b>Dimensionamento do Sistema em Bahia Negra para 100% da demanda.</b>		
Demanda anual (2017)	1.509	<i>MWh/ano</i>
Irradiação média diária do local	5,09	<i>kWh/m<sup>2</sup>/ dia</i>
Taxa de Desempenho do Sistema	77,0	%
Potência do Sistema Fotovoltaico	1.055	<i>kWp</i>
Potência nominal do módulo	330	<i>Wp</i>
Eficiência do módulo	16,97	%
Quantidade de módulos necessários	3.197	<i>un</i>
Potência do Inversor	900	<i>kW</i>
Banco de baterias	1.792	<i>un</i>
Área necessária para os módulos	≅ 6.216	<i>m<sup>2</sup></i>

Fonte: Elaboração própria (2019).

#### 3.6 POTÊNCIA SUGERIDA PARA O SISTEMA SEM BATERIAS

Adota-se a instalação de uma potência de 150 *kWp* como sendo a energia que o sistema fotovoltaico deve fornecer para atender uma parcela da demanda no horário de maior incidência solar conforme é observado na Figura 17. Definida a potência foram realizados os cálculos com mesmos critérios utilizados para atender 100% da demanda. Sabendo que a potência dos módulos a serem utilizados é de 330 *Wp* cada, o FDI do sistema considerado é 85 %.



Utilizando a equação (10) e (11) calcula-se o número de módulos para o sistema e a potência nominal do inversor, conforme Sebben e Cidral (2017).

Quantidade de módulos:

$$N_{mod} = \frac{P_{fv} (kWp)}{P_{mod} (kWp)} \quad (10)$$

$$N_{mod} = \frac{150 (kWp)}{0,330 (kWp)}$$

$$\mathbf{N_{mod} = 455 \text{ (módulos)}}$$

Potência nominal do inversor:

$$FDI = \frac{P_{inv} (W)}{P_{gfv} (Wp)} \quad (11)$$

$$P_{inv} = FDI * P_{gfv} = 150 kWp * 0,85$$

$$\mathbf{P_{inv} \cong 128 kW}$$

Onde:

$P_{fv}$  = Potência do Sistema Fotovoltaico ( $kWp$ );

$N_{mod}$  = Número de módulos do Sistema de geração fotovoltaica ( $un$ );

$P_{mod}$  = Potência nominal do módulo ( $kWp$ );

$FDI$  - Fator de Dimensionamento de Inversores (*adimensional*);

$P_{inv}$  = Potência nominal em corrente alternada do inversor ( $W$ );

$P_{gfv}$  = Potência pico do painel fotovoltaico ( $Wp$ ).

### 3.6.1 Geração de energia esperada

A partir da equação 12 é possível calcular a energia anual estimada em função do número de painéis ( $N_{mod}$ ), área do módulo considerado ( $A_{mod}$ ), eficiência do módulo considerado ( $Efic.Mód$ ), Irradiação total anual ( $H_{tot}$ ) a partir do valor médio de irradiação solar da Tabela 3 e a taxa de desempenho do sistema ( $TD$ ) conforme Sebben e Cidral (2017).

$$E \left( \frac{kWh}{ano} \right) = H_{tot} \left( \frac{\frac{kWh}{m^2}}{ano} \right) \times N_{mod} \times A_{mod}(m^2) \times Efic.Mód (\%) \times TD (\%) \quad (12)$$

$$E = 1857,85 * 455 * 1,94432 * 16,97 \% * 77\% = 214.764 \text{ (kWh/ano)}$$

Na Tabela 6 é possível ver a aproximação da quantidade de energia que seria gerada ao longo do ano. Também se observa o valor da economia esperada com a instalação do sistema de 150  $kWp$  por meio do software PVWATTS (APÊNDICE B), com os dados definidos acima. Comparando o resultado da energia anual estimada na equação 12 e o resultado da energia gerada na simulação da Tabela 6 é possível observar uma diferença de 0,5% devido a irradiação média do SunData e o PVWATTS.

Tabela 6 – Simulação PVWATTS para 150 *kWp*.

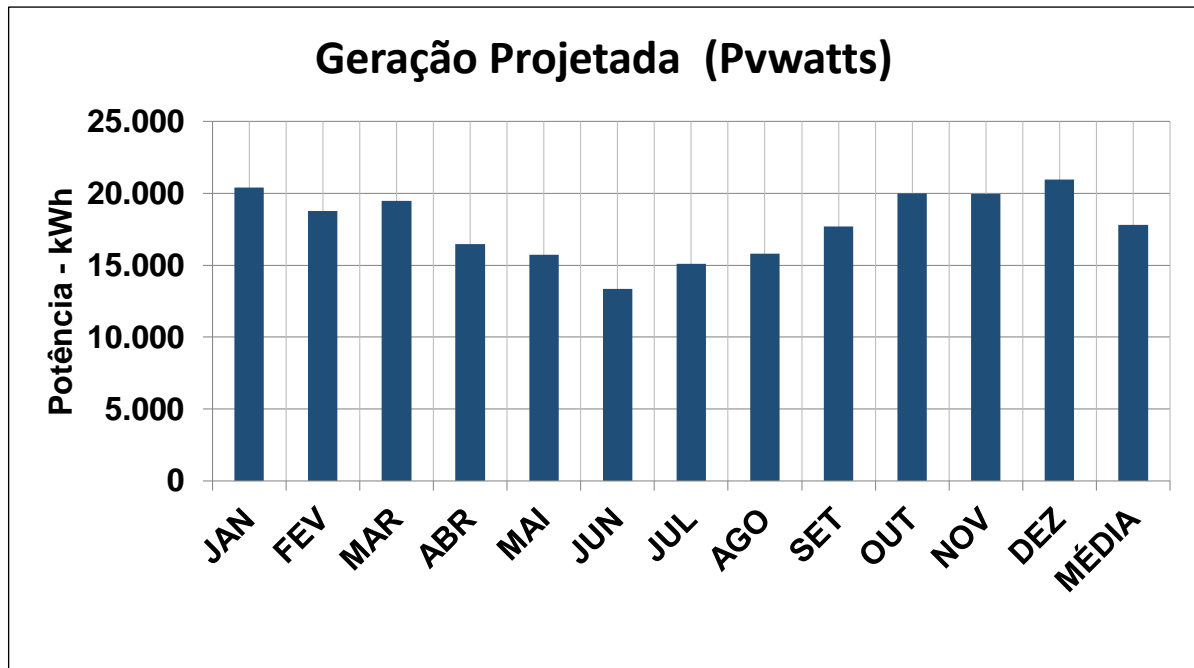
<b>Mês</b>	<b>Radiação Solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Energia Gerada (kWh)</b>	<b>Economia do Sistema (R\$)</b>
<b>Janeiro</b>	5,96	20.395	31.980,00
<b>Fevereiro</b>	6,03	18.766	29.426,00
<b>Março</b>	5,69	19.480	30.544,00
<b>Abril</b>	4,82	16.487	25.851,00
<b>Mai</b>	4,37	15.743	24.684,00
<b>Junho</b>	3,78	13.347	20.929,00
<b>Julho</b>	4,10	15.085	23.653,00
<b>Agosto</b>	4,42	15.816	24.800,00
<b>Setembro</b>	5,08	17.717	27.781,00
<b>Outubro</b>	5,75	19.992	31.347,00
<b>Novembro</b>	6,04	19.968	31.311,00
<b>Dezembro</b>	6,06	20.986	32.905,00
<b>Total Anual</b>	<b>5,18</b>	<b>213.782</b>	<b>335.211,00</b>
<b>Media Mensal</b>		<b>17815,25</b>	<b>27.934.25</b>

Fonte: Adaptado de NREL (2019).

Com a capacidade instalada de 150 *kWp* eo preço da tarifa a R\$ 1,568 é esperada uma economia anual de aproximadamente R\$ 335.211,00. A expectativa de geração anual é de 213.782 *kWh*.

A Figura 20 apresenta projeção mensal de energia a ser gerada como a instalação do sistema fotovoltaico. Nela é possível observar que nos meses de maior produção de energia são janeiro e dezembro. O mês de junho apresenta menor produção de energia.

Figura 20 – Geração projetada por meio do software PVWATTS.



Fonte: Elaboração própria (2019).

### 3.6.2 Resumo para atendimento de 150 kWp

A Tabela 7 mostra o resumo final dos resultados obtidos do dimensionamento do sistema para atender 150 kWp sem baterias.

Tabela 7 – Dimensionamento para potência de 150 kWp.

<b>Dimensionamento do Sistema em Bahia Negra para 150 kWp.</b>		
Geração projetada	214.764	kWh/ano
Irradiação média diária do local	5,09	kWh/m <sup>2</sup> / dia
Taxa de Desempenho do Sistema	77,0	%
Potência do Sistema Fotovoltaico	150	kWp
Potência nominal do módulo	330	Wp
Eficiência do módulo	16,97	%
Quantidade de módulos necessários	455	un
Potência do Inversor	128	kW
Área necessária para os módulos	≅ 885	m <sup>2</sup>

Fonte: Elaboração própria (2019).

### 3.7 Análise de viabilidade econômica sistema 1

Para realizar o orçamento foi feita uma média de valores dos componentes com diversos fornecedores. Salienta-se que, no levantamento, foram considerados como reserva de gastos os valores referentes aos equipamentos adicionais como cabos, conectores, estrutura e outros materiais adicionais que poderiam ser utilizados.

A Tabela 8 apresenta o investimento aproximado a ser realizado para 1055kWp.

Tabela 8 – Orçamento aproximado para potência de 1055kWp.

ITEM	DESCRIÇÃO	PREÇO UNIT.	Qtde.	PREÇO TOTAL
Painel Fotovoltaico	Canadian 330 W	699,00	3.197	<b>R\$ 2.234.703,00</b>
Inversor	900 kW		1	<b>R\$ 2.563.297,00</b>
Mão de obra			1	<b>R\$ 150.000,00</b>
Bateria	20.643,84 kWh	1500,00 \$/kWh		<b>R\$ 30.965.760,00</b>
Reserva de gastos				<b>R\$ 160.000,00</b>
<b>Total</b>				<b>R\$ 36.073.760,00</b>

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com o objetivo de encontrar o tempo e a taxa de retorno de investimento através dos principais indicadores valor presente líquido (VPL), *Payback* e Taxa de retorno (TIR), foi utilizada a tabela elaborada por Campos (2018) aplicando os conceitos matemático-financeiros. Outros dados e resultados da simulação realizada podem ser vistos na tabela que se encontra no APÊNDICE C.

A tarifa de energia elétrica considerada foi de 1,31 R\$/kWh que é o valor que a ANDE subsidia, considerando o valor de 1,56 R\$/kWh (RÍOS, 2014) menos o a tarifa cobrada pela ANDE que é 0,25 R\$/kWh. Nesta análise será utilizada uma taxa de aumento de energia anual de 7,77%.

As variáveis econômicas a serem utilizadas para análise são apresentadas na Tabela 9 para potência de 1055 *kWp*.

Tabela 9 – Valor de variáveis.

<b>Variáveis Econômicas</b>	<b>Valor</b>
Tarifa de energia (R\$/kWh)	<b>1,31</b>
Taxa de aumento de energia anual (%)	<b>7,77</b>
Degradação dos módulos 1º ano (%)	<b>2,00</b>
Degradação dos módulos 2º a 25º ano (%)	<b>0,667</b>
Taxa mínima de atratividade (TMA) (%)	<b>6,50</b>
Investimento inicial (R\$)	<b>36.073.760,00</b>

Fonte: Elaboração própria (2019).

Na Tabela 10, se apresentam os valores obtidos de toda análise econômica do sistema de 1055 *kWp*. Foram levados em conta os seguintes itens: energia esperada ao longo do investimento, as perdas de eficiência dos módulos, a troca de baterias a cada sete anos, troca do inversor no 13º ano e também o aumento do valor da tarifa de energia. Nela também se percebe que o retorno do investimento é muito desfavorável e pouco atrativo, considerando uma vida útil do sistema de 25 anos e que o capital investido é recuperado em 17 anos e 11 meses.

Tabela 10 – Análise de tempo de retorno.

Investimento inicial (R\$)	<b>36.073.760,00</b>
Degradação no 1° ano (%)	<b>2,0</b>
Degradação 2° ao 25° ano (%)	<b>0,667</b>
Manutenção (OPEX) – % CAPEX (%)	<b>0,5</b>
Reajuste OPEX (IPCA)(%)	<b>3,49</b>
Reajuste Tarifa (%)	<b>7,77</b>
Juros médios (TMA)(%)	<b>6,50</b>
TIR (Taxa interna de retorno)(%)	<b>9,12</b>
Energia gerada em 25 anos (kWh)	<b>34.406.910,68</b>
Custo de tarifa considerada (R\$/kWh)	<b>1,31</b>
Total de economia em 25 anos (R\$)	<b>133.945.959,33</b>
Geração de riqueza no final de 25 anos (R\$)	<b>23.212.752,36</b>
<i>Payback</i> estimado	<b>17 anos e 11 meses</b>

Fonte: Elaboração própria (2019).

### 3.8 Análise de viabilidade econômica sistema 2

Para realizar o orçamento foi feita uma média de valores dos componentes com diversos fornecedores. Saliencia-se que, no levantamento, foram considerados como reserva de gastos os valores referentes aos equipamentos adicionais como cabos, conectores, estrutura e outros materiais adicionais que poderiam ser utilizados.

A Tabela 11 apresenta o investimento aproximado a ser analisado para o sistema com potência de 150 *kWp*.

Tabela 11 – Orçamento aproximado para potência de 150 kWp.

ITEM	DESCRIÇÃO	PREÇO UNIT.	Qtde.	PREÇO TOTAL
Painel Fotovoltaico	Canadian330W	699	455	R\$ 318.045,00
Inversor	75 kW	37.000	2	R\$ 74.000,00
Mão de obra			1	R\$ 230.000,00
Reserva de gastos				R\$ 277.995,00
<b>Total</b>				<b>R\$ 900.000,00</b>

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com o objetivo de encontrar o tempo e a taxa de retorno de investimento através dos principais indicadores valor presente líquido (VPL), *Payback* e Taxa de retorno (TIR), foi utilizada a tabela elaborada por Campos (2018) aplicando os conceitos matemático-financeiros. Outros dados e resultados da simulação realizada podem ser vistos na tabela que se encontra no APÊNDICE E.

A tarifa de energia elétrica considerada foi de 1,31 R\$/kWh que é o valor que a ANDE subsidia, considerando o valor de 1,56 R\$/kWh (RÍOS, 2014) menos o a tarifa cobrada pela ANDE que é 0,25 R\$/kWh. Nesta análise será utilizada uma taxa de aumento de energia anual de 7,77%. As variáveis econômicas a serem utilizadas para análise são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Valor de variáveis.

Variáveis Econômicas	Valor
Tarifa de energia (R\$/kWh)	1,31
Taxa de aumento de energia anual (%)	7,77
Degradação dos módulos 1º ano (%)	2,00
Degradação dos módulos 2º a 25º ano (%)	0,667
Taxa mínima de atratividade (TMA) (%)	6,50
Investimento inicial	900.000,00

Fonte: Elaboração própria (2019).



Na Tabela 13, se apresentam os valores obtidos de toda análise econômica do sistema de 150 *kWp*. Foram levados em conta os seguintes itens: energia esperada ao longo do investimento, as perdas de eficiência dos módulos, troca do inversor no 13º ano e também o aumento do valor da tarifa de energia. Nela também se percebe que o retorno do investimento é muito favorável, considerando uma vida útil do sistema de 25 anos e que o capital investido é recuperado em 3 anos e 3 meses.

Tabela 13 – Análise de tempo de retorno.

Investimento inicial (R\$)	<b>900.000,00</b>
Degradação no 1º ano (%)	<b>2,0</b>
Degradação 2º ao 25º ano (%)	<b>0,667</b>
Manutenção (OPEX) – % CAPEX (%)	<b>0,5</b>
Reajuste OPEX (IPCA) (%)	<b>3,49</b>
Reajuste Tarifa (%)	<b>7,77</b>
Juros médios (TMA) (%)	<b>6,5</b>
TIR (Taxa interna de retorno) (%)	<b>39,49</b>
Energia gerada em 25 anos (kWh)	<b>4.874.471,95</b>
Custo de tarifa considerada (R\$/kWh)	<b>1,31</b>
Total de economia em 25 anos (R\$)	<b>18.976.298,93</b>
Geração de riqueza no final de 25 anos (R\$)	<b>6.231.975,59</b>
<i>Payback</i> estimado	<b>3 anos e 3 meses</b>

Fonte: Elaboração própria (2019).

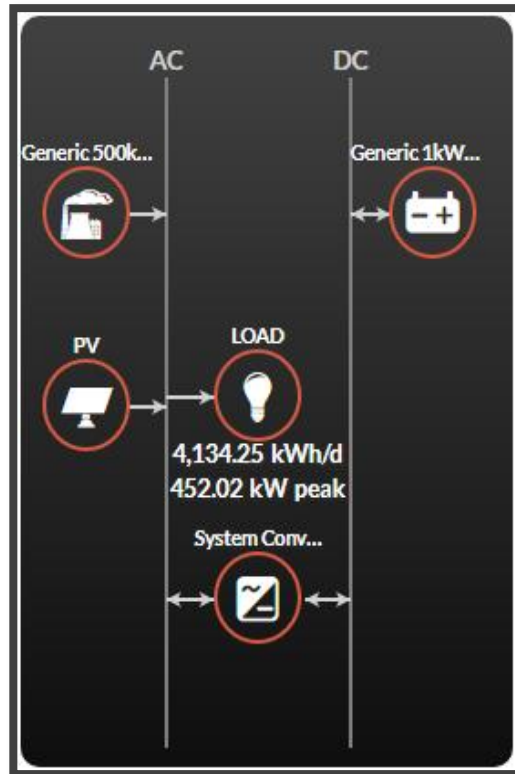
### 3.9 Dimensionamento com software Homer

O *software* Homer (*The micropower optimization model*) é desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) especializado em sistemas híbridos. Segundo EPE (2014) este *software* é um modelo de otimização e foi projetado para auxiliar em projetos de sistemas de geração, tanto isolados quanto conectados à rede, utilizando múltiplas fontes de energia. O *software* é capaz de simular usinas fotovoltaicas, eólicas e hidroelétricas de pequeno porte, junto com geradores termelétricos. Também é possível representar sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Para auxiliar a análise foi utilizada a versão Homer Quickstart. O Homer Quickstart simplifica a tarefa de projetar sistemas de energia fora da rede ou conectados à rede. Além disso, é uma ferramenta *on-line* gratuita para estimar projetos de sistemas simples. Inicialmente, foi realizada a configuração do sistema considerando os seguintes itens: o gerador fixo de 500 kW (simulando os geradores já existentes com custo zero de aquisição), carga com perfil residencial média de 4.134,25 kWh/dia. Segundo EPE (2014) o custo das baterias foi de 1500 R\$/kWh. Já para o sistema fotovoltaico foi considerado o valor de R\$ 6.000,00 conforme preço do segundo sistema sem baterias.

O *software* já faz o dimensionamento ótimo do painel fotovoltaico, do inversor e das baterias. Na Figura 21 apresenta-se o esquema simulado no *software* Homer. Outros dados e resultados da simulação realizada pelo *software* podem ser vistos no Anexo B.

Figura 21 – Esquema da simulação software Homer



Fonte: Adaptado de NREL (2019).

Ao analisar o resultado da simulação, percebe-se que no *software* Homer as configurações resultantes são várias e a escolha dependerá de diferentes fatores. Na Figura 22 é possível observar uma lista de todas as configurações possíveis ordenadas pelo custo presente líquido, sendo a primeira opção escolhida como a melhor configuração. Com um capital inicial de R\$ 1.977.048,00 e um custo de operação de R\$ 457.341,00.

Figura 22 – Resultados simulação software Homer

					Initial Capital...	Operating Cos...	COE	NPC (\$) ▲	Fuel
500	329.5			CD	\$1,977,048	\$457,341	\$0.39	\$9,181,266	319,765
500	320.5	26.5	5	CD	\$1,930,692	\$461,538	\$0.39	\$9,201,018	322,231
500				CD	\$1	\$612,920	\$0.41	\$9,654,957	434,442
500		0.9	9	CD	\$13,502	\$613,983	\$0.41	\$9,685,208	434,442

Fonte: Adaptado de NREL (2019).

A Tabela 14 mostra um resumo dos resultados obtidos na simulação. Nela se observa uma configuração com um sistema fotovoltaico de 330 *kWp* que cobrirá 31% da demanda e um gerador a diesel de 500 *kW* cobrindo 69% da demanda.

Tabela 14 – Resumo da análise software Homer

<b>Potência (kWp)</b>	<b>330</b>
<b>Gerador (kW)</b>	<b>500</b>
<b>Excesso de eletricidade (kWh/ano)</b>	<b>80.039</b>
<b>Produção Anual Fotovoltaica (kWh/ano)</b>	<b>499.113</b>
<b>Produção Anual Fotovoltaica (%)</b>	<b>31</b>
<b>Horas de operação (horas/ano)</b>	<b>4.397</b>
<b>Produção Anual Termelétrica (kWh/ano)</b>	<b>1.089.928</b>
<b>Produção Anual Termelétrica (%)</b>	<b>69</b>
<b>Horas de operação (horas/ano)</b>	<b>7.689</b>
<b>Consumo de combustível (L/ano)</b>	<b>319.765</b>

Fonte: Adaptado de NREL (2019).

Analisando os resultados da Tabela 14, percebe-se que a produção de energia fotovoltaica será de 499.113 *kWh/ano* e do gerador a diesel de 1.089.928 *kWh/ano* totalizando uma produção de 1.589.040 *kWh/ano*. Observa-se também que não é viável a utilização de banco de baterias apesar de o sistema ter um excesso de energia de 80.039 *kWh/ano* devido aos altos custos da mesma. Outro ponto importante é a diminuição do consumo de combustível de aproximadamente 26% ao ano comparando os 434.442 *L/ano* da terceira opção da Figura 22 com os 319.765 *L/ano* da opção escolhida.

## 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho propôs um estudo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico no sistema isolado no Paraguai. Por isso, inicialmente foi apresentada a estrutura do Sistema Elétrico do Paraguai (geração, transmissão, distribuição e comercialização). Em seguida, foram apresentados os principais aspectos e componentes utilizados na energia solar e também as principais variáveis econômicas para estudar a viabilidade do projeto.

Em relação ao estudo de caso, uma vez definido o tamanho do sistema, a inclinação ideal e o desvio azimutal, foi realizado o dimensionamento para atender 100% da demanda de energia para o primeiro sistema. Logo, como se trata de um sistema isolado foi dimensionado um banco de baterias para que o sistema consiga armazenar energia para suprir a necessidade diária ou até mesmo as épocas de baixo índice de insolação. No entanto, investimento inicial seria muito alto, bem como o espaço para a instalação dos painéis seria muito grande.

Uma segunda alternativa foi sugerida para diminuir o valor do investimento inicial, onde foi dimensionado um sistema com potência de  $150\text{ kWp}$  como sendo a energia que o sistema fotovoltaico deveria fornecer para atender uma parcela da demanda de energia, utilizando a mesma inclinação e desvio azimutal.

Na análise de viabilidade econômica do projeto, foi constatado que o segundo sistema sem baterias como o simulado no Homer Quickstart, dimensionados neste estudo, são extremadamente viáveis, o que ajudaria a reduzir os gastos ocasionados na geração de energia pela Termelétrica. O segundo sistema sem baterias tem um tempo de retorno de 3 anos e 3 meses, já o primeiro sistema teve um retorno de 17 anos e 11 meses o que faz com que investimento seja muito desfavorável e pouco atrativo, considerando a vida útil do sistema de 25 anos.

Desta forma, conclui-se que implantação da geração fotovoltaica beneficiaria tanto a ANDE como a comunidade de Bahia Negra e também ajudaria a diminuir os impactos da emissão de gases contaminantes na região. Outro ponto importante é a necessidade de políticas de incentivos no setor solar, de forma que haja desenvolvimento nas regiões afastadas do SIN.

## REFERÊNCIAS

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Memorial Anual 2014**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos\\_contables/419/memoria\\_anual\\_2014.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos_contables/419/memoria_anual_2014.pdf)>.

Acesso em: 2 maio 2018.

\_\_\_\_\_. **Plan Maestro de Generación 2016-2025 (2016a)**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos/plan\\_maestro/PM\\_2016\\_2025\\_Gen\\_Trans\\_Distrib\\_Telematica.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Telematica.pdf)>. Acesso em: 26 abr. 2018.

\_\_\_\_\_. **Plan Maestro de Transmisión 2016-2025 (2016b)**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos/plan\\_maestro/PM\\_2016\\_2025\\_Gen\\_Trans\\_Distrib\\_Telematica.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Telematica.pdf)>. Acesso em: 26 abr. 2018.

\_\_\_\_\_. **Plan Maestro de Distribución de Corto y Medio Plazo 2016-2025 (2016.c)**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos/plan\\_maestro/PM\\_2016\\_2025\\_Gen\\_Trans\\_Distrib\\_Telematica.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Telematica.pdf)>. Acesso em: 26 abr. 2018.

\_\_\_\_\_. **Memorial Anual 2016**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos\\_contables/531/memoria\\_anual\\_2016.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos_contables/531/memoria_anual_2016.pdf)>. Acesso em: 28 ago. 2018.

\_\_\_\_\_. **Memorial Anual 2017**. Disponível em: <[http://www.ande.gov.py/documentos\\_contables/571/memoria\\_anual\\_2017.pdf](http://www.ande.gov.py/documentos_contables/571/memoria_anual_2017.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2018.

\_\_\_\_\_. **Pliego de Tarifas Nro. 21**. Disponível em: <<http://www.ande.gov.py/docs/tarifas/PLIEGO21.pdf>>. Acesso em: 4 maio 2018.

BELT, Christian; et al. **Situación de Energías Renovables en el Paraguay**. Asunción: ARTE NUEVO, 2011.

CAMPOS, A. A. **Comparação e análise técnica e econômica do projeto de um sistema de microgeração solar fotovoltaica em uma indústria com os dados obtidos de um sistema em operação**. Dissertação (Dissertação em Tecnologia) – IFSC. Florianópolis, 2018.

CARVALHO, Maria Cecília M. **Metodologia Científica Fundamentos e Técnicas**. Construindo o Saber. São Paulo. Campinas: PAPIRUS, 3d. 1991.

CAT. **Sistemas de Energia**. 2019. Disponível em: <[https://www.cat.com/pt\\_BR/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/1000028991.html](https://www.cat.com/pt_BR/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/1000028991.html)>. Acesso em: 02 jun. 2019.

CEPEL - CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos** – Rio de Janeiro, revisado em março de 2014 (Organizadores: João Tavares Pinho e Marco Antônio Galdino).

DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA, ENCUESTAS Y CENSOS. **Atlas Demográfico del Paraguay 2012.** Disponível em: <<https://www.dgeec.gov.py/Publicaciones/Biblioteca/atlas-demografico/Atlas%20Demografico%20del%20Paraguay,%202012.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2018.

\_\_\_\_\_. **Encuesta Permanente de Hogares.** 2017. Disponível em: <<https://www.dgeec.gov.py/Publicaciones/resultados%20de%20la%20EPH/17.%20ALTO%20PARAGUAY/2.%20Principales%20Resultados%202017.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas Isolados.** 2014. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf)>. Acesso em: 01 jul. 2019.

FREIRE, W. P. **Matemática Financeira.** UFRJ Rio de Janeiro, 2009.

GIMÉNEZ, V. **Proyecto de Parque Solar en la Ciudad de Bahia Negra.** 2011. Departamento de Energías Renovables de la ANDE.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração.** 10. Ed. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2010.

GOOGLE. **MAPS.** 2019. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/place/Bahia+Negra,+Paraguai/@-20.2425479,-58.1705046,14z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x9479cd93134a3967:0xc200338765457efb!8m2!3d-20.2262989!4d-58.1693603>>. Acesso em: 07 jun. 2019.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas brasileiro de energia solar /** Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Samuel Luna de Abreu e Ricardo Rüther. – São José dos Campos: INPE, 2017. il. 88p 2º Edição.

MEGALE, O. H . **Análise do impacto da geração solar fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica.** Dissertação (Dissertação em Engenharia) – USP. São Carlos, 2015.

MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES. **Balance Energético Nacional 2017.** Disponível em: <<https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/balance2016/BEN%202016.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2018.

NEOSOLAR. **Placas Solares.** 2019. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar.html>>. Acesso em: 03 jun. 2019.

NREL, National Renewable Energy Laboratory – **Homer Quickstart.** 2019. Disponível em: <<https://homerenergy.com/>>. Acesso em: 01 jul. 2019.

NREL, National Renewable Energy Laboratory -. **PVWatts® Calculator.** 2019. Disponível em: <<https://pvwatts.nrel.gov/>>. Acesso em: 09 jun. 2019.

PARQUE TECNOLOGICO DE ITAIPU. **Atlas del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay 2016.** Disponível em: <<http://pese.pti.org.py/static/geonode/img/atlas.pdf>>. Acesso em: 28 ago. 2018.

PORTAL SOLAR. **Energia Fotovoltaica.** 2019. Disponível em: <[www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html](http://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html)>. Acesso em: 02 jun. 2019.

PROGRAMA ELETRICISTA CONSCIENTE. **Conceitos básicos de energia solar**. 2019. Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/1-introducao-e-conceitos-basicos-de-energia-fotovoltaica/conceitos-basicos-de-energia-solar/>>. Acesso em: 01 jun. 2019.

PUCCINI, E. C.; **Matemática Financeira**. Sistema Universidade Aberta do Brasil. Rio de Janeiro, 2007.

PULFER, J. C. **Análisis y Selección de Comunidades en Paraguay**. 2005. Disponível em: <<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0012.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

RÍOS, G. R. G. **Análisis y Optimización de recursos energéticos de la ciudad de Bahía Negra – Chaco Py**. Dissertação (Dissertação em Engenharia) – Universidad Nacional de Asunción. San Lorenzo, 2014.

SEBEN, Daniel Luiz; CIDRAL, Levi Santos. **Aplicação Residencial/Comercial**, 2017. Treinamento em Energia Solar Fotovoltaica – WEG Equipamentos Elétricos, 2016.

SOLENERG ENGENHARIA. **COMO DIMENSIONAR UM GERADOR FOTOVOLTAICO COM BATERIAS**. 2013. Alvarenga, Carlos Alberto. Disponível em: <<https://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>>. Acesso em: 18 jun.2019.

SUNDATA - **Potencial Solar CRESESB - CEPEL**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 22 set. 2018.

UNESP. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2016. Alves, Alceu Ferreira. Disponível em: <[http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo\\_arquivos/08%20Aula%20Energia%20Solar%20FV.pdf](http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo_arquivos/08%20Aula%20Energia%20Solar%20FV.pdf)>. Acesso em: 31 maio 2019.

USP. **Introdução à Meteorologia Agrícola**. 2012. Sentelhas, P. C, Angelocci L. R. Disponível em: <[http://www.leb.esalq.usp.br/leb/aulas/lce306/Aula1\\_2012.pdf](http://www.leb.esalq.usp.br/leb/aulas/lce306/Aula1_2012.pdf)>. Acesso em: 02 jun 2019.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações** – Sistemas Isolados e Conectados à rede. São Paulo: Érica. 2012.



## **APÊNDICES**

## APÊNDICES A – SIMULAÇÃO PVWATTS 100% DEMANDA

<b>RESULTS</b>		<b>1,503,605 kWh/Year*</b>	
Month	Solar Radiation ( kWh / m <sup>2</sup> / day )	AC Energy ( kWh )	Value ( \$ )
January	5.96	143,443	224,927
February	6.03	131,990	206,961
March	5.69	137,006	214,826
April	4.82	115,956	181,819
May	4.37	110,723	173,614
June	3.78	93,877	147,200
July	4.10	106,097	168,360
August	4.42	111,242	174,428
September	5.08	124,611	195,391
October	5.75	140,609	220,476
November	6.04	140,445	220,217
December	6.06	147,599	231,435
<b>Annual</b>	<b>5.18</b>	<b>1,503,603</b>	<b>\$ 2,357,654</b>
<b>Location and Station Identification</b>			
Requested Location	ASUNCION		
Weather Data Source	(INTL) ASUNCION, PARAGUAY 5.0 mi		
Latitude	25.25° S		
Longitude	57.57° W		
<b>PV System Specifications (Residential)</b>			
DC System Size	1055 kW		
Module Type	Standard		
Array Type	Fixed (open rack)		
Array Tilt	20°		
Array Azimuth	0°		
System Losses	14.06%		
Inverter Efficiency	96%		
DC to AC Size Ratio	1.2		
<b>Economics</b>			
Average Retail Electricity Rate	1.568 \$/kWh		
<b>Performance Metrics</b>			
Capacity Factor	16.3%		

## APÊNDICES B – SIMULAÇÃO PVWATTS SISTEMA SUGERIDO

<b>RESULTS</b>		<b>213,783 kWh/Year*</b>	
Month	Solar Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	5.96	20,395	31,980
February	6.03	18,766	29,426
March	5.69	19,480	30,544
April	4.82	16,487	25,851
May	4.37	15,743	24,684
June	3.78	13,347	20,929
July	4.10	15,085	23,653
August	4.42	15,816	24,800
September	5.08	17,717	27,781
October	5.75	19,992	31,347
November	6.04	19,968	31,311
December	6.06	20,986	32,905
<b>Annual</b>	<b>5.18</b>	<b>213,782</b>	<b>\$ 335,211</b>
<b>Location and Station Identification</b>			
Requested Location	ASUNCION		
Weather Data Source	(INTL) ASUNCION, PARAGUAY 5.0 mi		
Latitude	25.25° S		
Longitude	57.57° W		
<b>PV System Specifications (Residential)</b>			
DC System Size	150 kW		
Module Type	Standard		
Array Type	Fixed (open rack)		
Array Tilt	20°		
Array Azimuth	0°		
System Losses	14.08%		
Inverter Efficiency	96%		
DC to AC Size Ratio	1.2		
<b>Economics</b>			
Average Retail Electricity Rate	1.568 \$/kWh		
<b>Performance Metrics</b>			
Capacity Factor	16.3%		

## APÊNDICE C – PLANILHA PARA ANÁLISE DO INVESTIMENTO 100% DEMANDA

Parâmetros de Análise			Despesas										Fluxo de Caixa		FC Acumulado
Histórico de consumo	1.509.000,00	kWh/ano	CAPEX	OPEX	ICMS	Financeira	TOTAL	FAnual	FC Descontado			FC Acumulado			
Histórico de consumo	1.509.000,00	kWh/ano	(67.039.520,00)	-	-	-	(67.039.520,00)	(67.039.520,00)	(67.039.520,00)	(67.039.520,00)	(67.039.520,00)	(67.039.520,00)			
Histórico de consumo	125.750,00	kWh/mês	-	-	-	-	(180.368,80)	1.950.017,78	1.831.002,61	1.819.158,98	1.831.002,61	(65.208.517,39)			
Potência instalada	1.055,00	kWp	-	-	-	-	(180.368,80)	2.063.335,60	1.819.158,98	1.819.158,98	(63.389.338,40)				
Performance Ratio (TR)	77,00%		-	-	-	-	(186.663,67)	2.215.472,40	1.834.076,81	1.834.076,81	(61.555.281,59)				
Geração de Energia	1.509.000,00	kWh/ano	-	-	-	-	(193.178,23)	2.378.566,63	1.848.916,32	1.848.916,32	(59.706.365,27)				
Geração de Energia	125.750	kWh/mês	-	-	-	-	(199.920,15)	2.533.405,15	1.863.681,49	1.863.681,49	(57.842.683,78)				
Percentual atendido	100,00%		-	-	-	-	(206.897,37)	2.740.818,17	1.878.376,20	1.878.376,20	(55.964.307,58)				
Energia não desperdiçada	1.509.000,00	kWh/ano	-	-	-	-	(214.118,09)	3.397.018,99	1.907.569,33	1.907.569,33	(32.237.074,98)				
Percentual economizado da rede	100%		-	-	-	-	(214.118,09)	3.387.792,53	1.922.075,03	1.922.075,03	(30.314.999,95)				
Alíquota do ICMS	0%		30.965.760,00	-	-	-	(229.324,33)	3.635.123,34	1.996.524,84	1.996.524,84	(28.378.475,11)				
Custo de Combustível	1,31	/kWh	-	-	-	-	(237.327,74)	3.900.188,83	2.022.235,36	2.022.235,36	(3.872.588,60)				
Preço/Mvp Estimado	R\$ 34,1931		-	-	-	-	(245.610,48)	4.184.249,81	2.086.394,85	2.086.394,85	(1.836.203,75)				
Preço Total Estimado	R\$ 36.073.760		-	-	-	-	(254.182,29)	4.484.249,81	2.142.645,26	2.142.645,26	(2.719.637,26)				
Sistema de Baterias (Alt)	R\$ 430.000		(537.230,00)	-	-	-	(263.053,25)	3.951.426,33	1.742.645,26	1.742.645,26	(7.902.876,10)				
Custo de Baterias	R\$ 30.965.760,00		-	-	-	-	(272.233,81)	35.780.614,03	2.008.052,14	2.008.052,14	(5.894.823,97)				
Tarifa com encargos	1,310000	R\$/kWh	-	-	-	-	(291.567,31)	5.164.390,83	2.022.235,36	2.022.235,36	(3.872.588,60)				
Reajuste da tarifa	7,77%	ao ano	-	-	-	-	(301.743,01)	5.940.229,02	2.086.394,85	2.086.394,85	(1.836.203,75)				
Degradção no 1º ano	2,0%	ao ano	-	-	-	-	(323.172,20)	6.370.205,53	2.050.503,45	2.050.503,45	(214.293,70)				
Degradção 2º ao 25º ano	0,667%	ao ano	-	-	-	-	(334.450,91)	6.830.888,54	2.064.593,95	2.064.593,95	(2.278.893,65)				
Manutenção (OPEX) - % do CAPEX	0,5%	ao ano	-	-	-	-	(346.123,25)	7.324.456,76	2.078.659,07	2.078.659,07	(4.357.552,72)				
Reajuste OPEX (IPCA)	3,49%	ao ano	-	-	-	-	(358.202,95)	38.819.003,01	10.344.335,89	10.344.335,89	(14.701.888,61)				
(TMA) Juros médio SELIC 2018	6,50%	ao ano	-	-	-	-	(370.704,23)	8.419.745,08	2.106.723,65	2.106.723,65	(16.808.612,26)				
Anos	VPL	TR													
10	R\$ 28.378.475,11	-2,17%													
11	R\$ 26.427.552,91	-1,16%													
15	R\$ 5.894.823,97	5,42%													
25	R\$ 23.212.752,36	9,12%													
Payback			17 anos e 11 meses												
Custo Nivelado			0,85228 R\$/kWh												
Relação LCOE/Tarifa			65%												
Quanto mais barata é a Tarifa			35%												
Valor em relação à Tarifa da															
Valor absoluto da diferença			0,46 R\$/kWh												
entre a Tarifa Solar e a Tarifa da															

(29.341.273,97)  
133.945.959,33  
34.406.910,68

## APÊNDICE D – PLANILHA PARA ANÁLISE DO INVESTIMENTO SISTEMA SUGERIDO

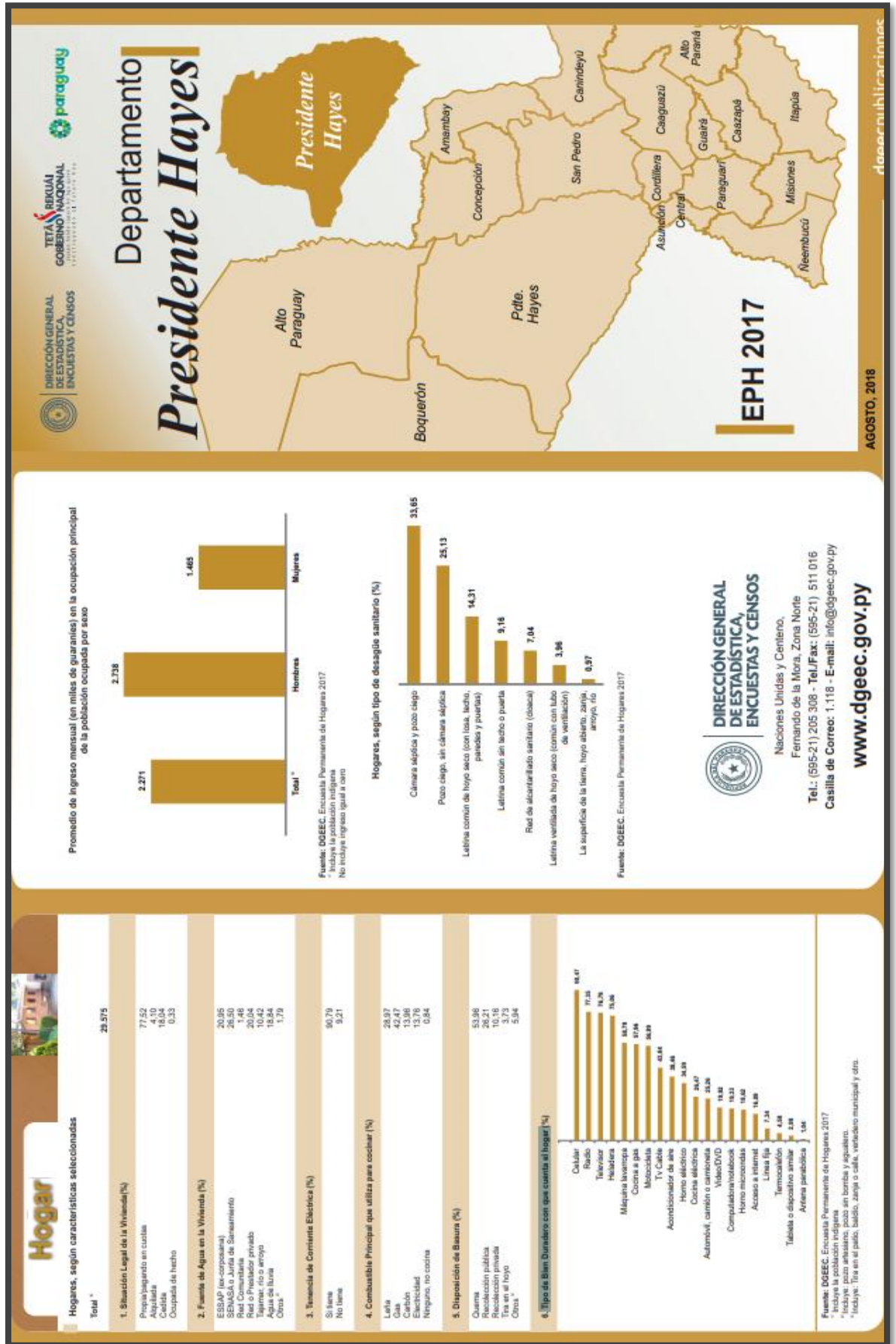
Parâmetros da Análise		Geração		Receitas		Despesas				Fluxo de Caixa			
		Gerção útil	Tarifa	Reembolso	Financeira	CAPEX	OPEX	ICMS	Financeira	TOTAL	FC Anual	FC Descontado	FC Acumulado
Histórico de consumo	1.509.000,00 kWh/ano												
Histórico de consumo	125.750,00 kWh/mês												
Potência instalada	150,00kWp												
Performance Ratio (TR)	77,00%												
Gerção de Energia	213.782,00 kWh/ano												
Gerção de Energia	17,815 kWh/mês												
Percentual atendido	14,17%												
Energia não desperdiçada	213.782,00 kWh/ano												
Percentual economizado da rede	100%												
Alíquota do ICMS	0%												
Custo de Combustível	1,31 /kWh												
Preço/Wp Estimado	R\$ 6,000												
Preço Total Estimado	R\$ 900.000,00												
Sistema de Baterias (Ah)													
Custo de Baterias	R\$ -												
Tarifa com encargos	1,310000 R\$/kWh												
Realiste da tarifa	7,77% ao ano												
Degradação nos 1º ano	2,0%												
Degradação 11º ao 25º ano	0,667%												
Maintenance OPEX - % do CAPEX	0,8%												
Realiste OPEX (IPCA)	3,49%												
(TMA) Juros médio	6,50%												
Anos	VPPL	TIR											
10	R\$ 1.928.468,95	37,01%											
11	R\$ 2.219.699,33	37,74%											
15	R\$ 3.163.880,35	38,86%											
25	R\$ 6.231.975,59	39,49%											
Payback	3 anos e 3 meses												
Custo Nivelado	0,2489 R\$/kWh												
Relação LCOE/Tarifa	19%												
Quanto mais barata é a Tarifa	81%												
Solar em relação à Tarifa da	1,06 R\$/kWh												
Valor absoluto da diferença entre a Tarifa Solar e a Tarifa da													

	18976,298,93
	(1.213.421,93)
	4.874.471,95

## **ANEXOS**

# ANEXO A – DADOS PARA SIMULAÇÃO DA CURVA DE DEMANDA



## ANEXOB – SIMULAÇÃO SOFTWARE HOMER

### System Report

---

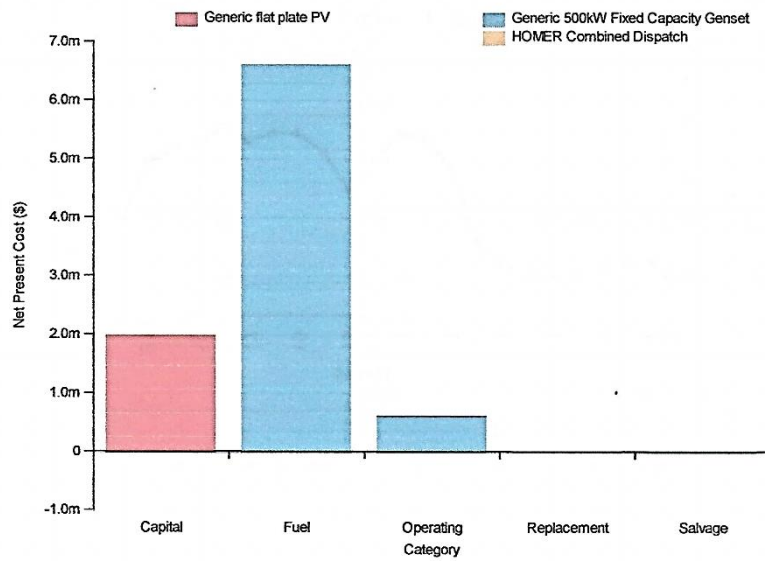
### System architecture

---

PV	Generic flat plate PV	330 kW
Generator	Generic 500kW Fixed Capacity Genset	500 kW
Dispatch Strategy	HOMER Combined Dispatch	



## Cost summary



### Cost Summary

Total net present cost	9181266 \$
Levelized cost of energy	0.386 \$/kWh

## Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	1,977,047	0	52	0	0	1,977,099
Generic 500kW Fixed Capacity Genset	1	8	605,601	6,598,558	0	7,204,167
HOMER Combined Dispatch	0	0	0	0	0	0
System	1,977,048	8	605,653	6,598,558	0	9,181,266

## Annualized Costs

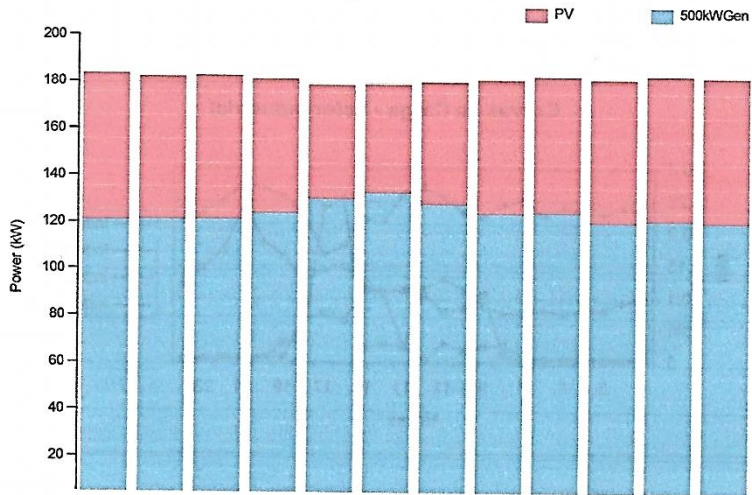
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	125,508	0	3	0	0	125,511

## Electrical

Quantity	Value	Units
Excess electricity	80040	kWh/yr
Unmet load	0	kWh/yr
Capacity shortage	0	kWh/yr
Renewable percent	28	%

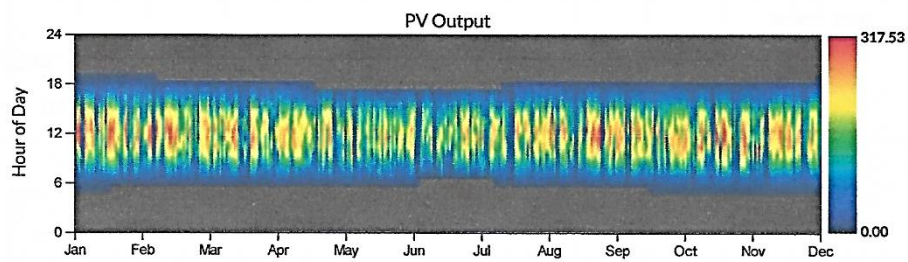
Component	Production(kWh/yr)	Percent (%)
PV	499,114	31
Generator	1,089,927	69
Total	1,589,041	100

Load	Consumption(kWh/yr)	Percent (%)
AC primary load	1,509,001	100
DC primary load	0	0
Total	1,509,001	100



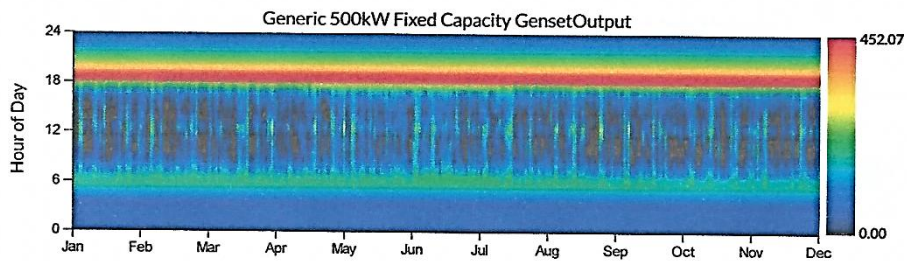
## PV:Generic flat plate PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity		330 kW
Mean output		57 kW
Mean output	1367.44	kWh/d
Capacity factor	17.29	%
Total production	499114	kWh/yr
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	317.53	kW
PV penetration	33.08	%
Hours of operation	4397	hrs/yr
Levelized cost	0.251	\$/kWh



## Generator:Generic 500kW Fixed Capacity Genset

Quantity	Value	Units
Hours of operation	7689	hrs/yr
Number of starts	374	starts/yr
Operational life	2	yr
Fixed generation cost	14.17	\$/hr
Marginal generation cost	0.32	\$/kWh
Electrical production	1089927	kWh/yr
Mean electrical output	142	kW
Min. electrical output	50	kW
Max. electrical output	452	kW
Fuel consumption	319765	L/yr
Specific fuel consumption	0.29	L/kWh
Fuel energy input	3146489	kWh/yr
Mean electrical efficiency	35	%



## Emissions

---

<b>Pollutant</b>	<b>Emissions</b>	<b>Units</b>
Carbon dioxide	838496	kg/yr
Carbon monoxide	4338	kg/yr
Unburned hydrocarbons	230	kg/yr
Particulate matter	37	kg/yr
Sulfur dioxide	2050	kg/yr
Nitrogen oxides	831	kg/yr