

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS ISOLADOS (TE SISOL)

Relatório com definição das soluções técnicas
inovadoras e duráveis de usinas híbridas – Produto 14



Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por: Projeto Sistemas de Energia do Futuro

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH	Ministério de Minas e Energia (MME)
Sede social	
Bonn e Eschborn, Alemanha	
SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501, 15 andar, Ed. Brasília Trade Center. CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil	Esplanada dos Ministérios, Bloco U Brasília/DF CEP: 70065-900
Telefone: (61) 2101-2170	Telefone: (61) 2032-5555
www.giz.de/brasil	www.gov.br/mme

Coordenação

Roberto Castro (GIZ)
Leticia Maciel (GIZ)
Gustavo Pires da Ponte (EPE)

Autores

Guilherme Galvão Nizoli – Consultor em Armazenamento/NewCharge
Markus Vlasits – Consultor em Armazenamento/NewCharge
Kevin Koji Hattori – Consultor em Armazenamento/NewCharge

Colaboração

Osvaldo Livio Soliano Pereira – Consultor Regulatório/CBEM
Tereza Mousinho – Consultora Regulatória e Econômica/CBEM
Daniel Odilio dos Santos – Consultor em Energia Solar Fotovoltaica/IESS/IDEAL/FV UFSC
Marília Braga – Consultor em Energia Solar Fotovoltaica/IESS/IDEAL/FV UFSC

Revisão

Lucas do Nascimento – Coordenação/IESS/IDEAL/FV UFSC
Ricardo Rüther – Coordenação/IESS/IDEAL/FV UFSC

Comitê Técnico – Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Gustavo Pires da Ponte
Guilherme Mazolli Fialho
Aline Couto de Amorim
Michele Almeida de Souza
Paula Monteiro Pereira

Fotografia

Antônio Pereira/Semcom Manaus

O projeto Sistemas de Energia do Futuro integra a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e pelo Ministério de Minas e Energia com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha.

Brasília, junho de 2024.

RESUMO

Este documento traz como base os estudos realizados dentro do pacote de análises realizadas entre o P01 e P13, visando mostrar que dentro das regiões do sistema isolado existem possibilidades de hibridização que se apresentam viáveis como é o caso de Sacambu, Fernando de Noronha e Oiapoque, sendo que este último já apresenta projetos em execução que elevará significativamente a penetração renovável na localidade. Essas localidades apresentam características e fatores importantes para replicabilidade e impacto socioambiental. Foram apresentadas as análises em cenários diversos visando compreender o impacto que variáveis financeiras e de limitações físicas podem causar no dimensionamento e viabilidade do escopo estudado nesses locais, podendo compreender em qual situação de custos, tempo de contrato e variáveis particulares da região podem ser melhores pontos de partida para uma hibridização dos Sistemas Isolados.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	5
1.1. SACAMBU.....	5
1.2. OIAPOQUE.....	6
1.3. FERNANDO DE NORONHA	7
2. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA SACAMBU	8
2.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.2. CARACTERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE	9
2.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO	10
2.3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	10
2.3.2 ARMAZENAMENTO	11
2.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA.....	12
2.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO	15
2.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	16
2.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	17
3. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA OIAPOQUE	19
3.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
3.2. CARACTERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE	21
3.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO	21
3.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA.....	22
3.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO	26
3.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	30
3.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	31
4. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA FERNANDO DE NORONHA	34
4.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	34
4.2. CARACTERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE	36
4.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO	37
4.3.1 ENERGIA EÓLICA.....	37
4.3.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	38
4.3.3 ARMAZENAMENTO	38
4.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA.....	39
4.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO	41
4.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	42
4.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	43
REFERÊNCIAS.....	46
APÊNDICE I – ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO (RESUMO)	47
APÊNDICE II – PREMISSAS PARA SIMULAÇÕES	51

1. INTRODUÇÃO

Ao longo do **PRODUTO 7**, bem como na etapa de visitas técnicas, foram avaliadas localidades buscando potenciais para um estudo de caso de hibridização. Dentre as localidades avaliadas, foram selecionadas três para avaliação neste documento, Sacambu (AM), Oiapoque (AP) e Fernando de Noronha (PE).

Este documento apresenta definições das possíveis soluções técnicas duráveis para usinas híbridas (com e sem bateria), considerando a substituição do diesel por fontes renováveis nos três estudos de caso selecionados. As soluções técnicas propostas incluem análises de viabilidade econômica e financeira. Nas três comunidades examinadas, os estudos técnicos preliminares não indicaram a presença de uma quantidade suficiente de biomassa para atender integralmente às necessidades locais. Essas fontes enfrentam barreiras como a necessidade de avanços tecnológicos, ajustes na legislação e a elaboração de modelos de negócios sustentáveis que possam atrair investimentos e apoio governamental. Portanto, devido às barreiras técnicas e legislativas e à incapacidade de suprir 100% da demanda das comunidades, essa fonte de energia não foi incorporada na análise deste relatório.

Aspectos jurídicos e regulatórios para implementação de sistemas de armazenamento não são apresentados neste documento e são abordados com maior profundidade no **PRODUTO 16**. Contudo, no **APÊNDICE I** pode-se encontrar um resumo dos aspectos jurídicos para a implementação dos estudos de caso aqui apresentados de forma resumida.

1.1. SACAMBU

Sacambu é um distrito do município de Manacapuru, conta com uma demanda média de 298 kW e com um consumo anual de 1.486 MWh, que tem crescido ao longo do tempo, de acordo com o PIE da região. Atualmente é alimentada por uma usina de energia de pequeno porte com 5 máquinas Scania 6 cilindros em linha (2 máquinas de 360 kW e 3 de 250 kW) e um consumo diário de aproximadamente 1.000 litros de diesel.

Em geral, Sacambu possui uma logística baseada em rios navegáveis, que possuem uma grande variabilidade anual de níveis d'água, causando desafios significativos ao transporte de

combustível, principalmente no período seco, no qual é comum um período de até 4 meses sem abastecimento, levando a uma necessidade de tancagem alta na localidade.

Para tal localidade, será avaliada uma proposta de hibridização visando reduzir a participação do diesel, incluindo energia solar fotovoltaica e armazenamento.

1.2. OIAPOQUE

Oiapoque é um município brasileiro localizado no extremo norte do estado do Amapá e faz fronteira com a Guiana Francesa. No ano de 2015, o projeto vencedor do então leilão de sistemas isolados (SISOL) consistiu no uso da fonte térmica nos primeiros cinco anos, durante a construção da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Salto Cafesoca. Posteriormente, com a entrada em operação desta, a geração térmica seria reduzida.

Além da usina térmica a diesel de 12 MW de potência instalada, tancagem de 1,5 milhões de litros de combustível e autonomia de até 45 dias, o sistema isolado possui também em operação uma Usina Fotovoltaica (UFV) de 4,3 MWp.

Atualmente, junto à UFV, existe um sistema com uma câmera, parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento em parceria com a Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, que realiza uma análise preditiva de nuvens de até 20 minutos, permitindo alguma otimização na operação do gerador diesel como reserva girante.

A PCH Salto Cafesoca, uma usina a fio d'água localizada no rio Oiapoque, está em fase de construção das ensecadeiras e terá 7,5 MW de capacidade instalada, com a possibilidade de adição de uma turbina para expansão se necessário. Esta não terá barragem, somente um pequeno desvio e o canal de adução. A previsão de entrada em operação da PCH é 1º semestre de 2024.

Após a finalização destas obras, a PCH terá prioridade no despacho de energia, seguida pela UFV e a Usina Termoelétrica (UTE) será o sistema de backup. Entretanto, uma das preocupações que a equipe local possui com a geração solar é suprir a demanda de forma rápida mesmo com a ocorrência de nuvens, que gera uma queda considerável na geração.

O objetivo da avaliação nesta localidade será a inclusão de um sistema de armazenamento visando reduzir a necessidade dos geradores a diesel como backup do sistema.

1.3. FERNANDO DE NORONHA

Fernando de Noronha é um arquipélago vulcânico com aproximadamente 26 km² de extensão pertencente ao estado de Pernambuco, cuja atividade econômica principal é o turismo. Está situado a cerca de 350 km da costa nordeste do Brasil.

A geração de energia do arquipélago ocorre majoritariamente através de uma usina a diesel, denominada UTE Tubarão, mas Fernando de Noronha também conta com pequenas usinas fotovoltaicas e até mesmo um pequeno sistema de armazenamento, como será detalhado nos capítulos posteriores.

A transição energética é de grande interesse da comunidade local e da empresa responsável pela geração e distribuição de energia elétrica. Porém, apesar de existir interesse e projetos de pesquisa em andamento (um deles é com o *MIT Energy Initiative*), diversos gargalos acabam dificultando a transição no ritmo necessário para acompanhar o crescimento de demanda da região (de cerca de 4,4 % ao ano) sendo que no último ano segundo a distribuidora local, ficou próximo dos 8 %.

O objetivo da análise será um estudo de viabilidade técnica e econômica de uma expansão de geração renovável, observando questões logísticas e impactos ambientais na fauna local.

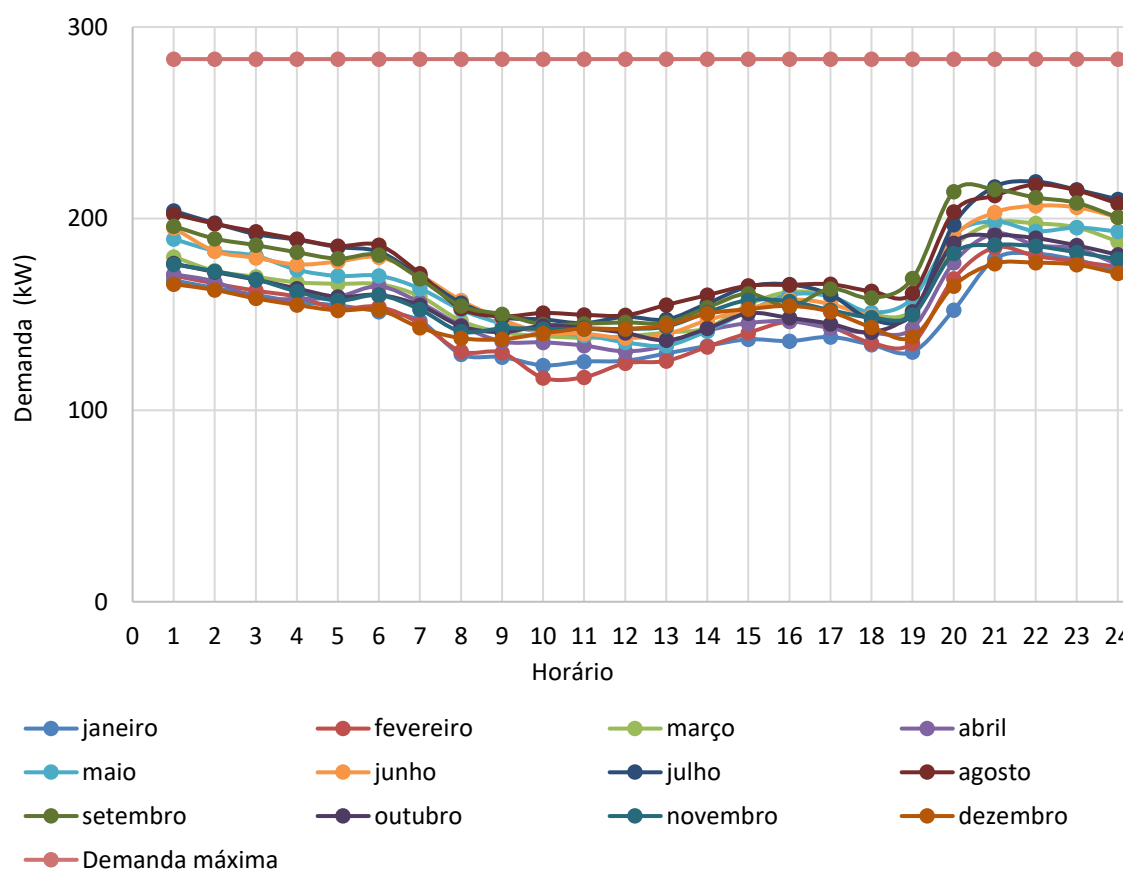
2. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA SACAMBU

2.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sacambu é um distrito do município de Manacapuru, conta com uma demanda média de 162 kW e com um consumo anual de 1.426 MWh. Consumo que, conforme o Produtor Independente de Energia (PIE) da região, tem crescido ao longo do tempo, segundo os dados do ano de 2021.

A região possui uma curva de carga com característica residencial, com um pico de carga noturno um pouco acentuado, que acontece entre às 20h00 e às 23h59. No período avaliado, o pico de carga foi de 283 kW, atingido no mês de setembro. Porém, o mês com menor pico de carga foi 205 kW, apresentando uma oscilação de apenas 27 % frente ao máximo anual. Isto demonstra uma sazonalidade pouco acentuada da curva de carga, tanto em valores médios quanto em máximos, e um comportamento bastante estável ao longo do ano, conforme observado na **FIGURA 1**.

FIGURA 1 - CURVAS DE DEMANDA MENSAIS E DEMANDA MÁXIMA PARA A LOCALIDADE DE SACAMBU/AM.



A localidade é atualmente atendida por um único empreendedor em regime de PIE com cinco geradores a diesel, sendo duas máquinas Scania 360 e três máquinas Scania 250 com as características apresentadas nas **TABELA 1** e **TABELA 2**, respectivamente.

TABELA 1 - CARACTERÍSTICAS MÁQUINAS SCANIA 360 DA LOCALIDADE DE SACAMBU/AM.

Parâmetro	Valores
Potência nominal	230 kW
Faixa de operação ótima	200 kW até 230 kW
Consumo ótimo	243 L/MWh até 255 L/MWh

TABELA 2 - CARACTERÍSTICAS MÁQUINAS SCANIA 250 DA LOCALIDADE DE SACAMBU/AM.

Parâmetro	Valores
Potência nominal	160 kW
Faixa de operação ótima	110 kW até 130 kW
Consumo ótimo	252 L/MWh até 274 L/MWh

Estas máquinas trabalham em regime de compartilhamento de carga entre si, visando atender à carga entre 60% e 90% de sua potência nominal. Esta estratégia tem sido efetiva, já que o consumo específico destes geradores tem permanecido, em média, em 245 L/MWh, valor na faixa de consumo ótimo.

2.2. CARATERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE

Sacambu possui uma logística baseada em rios navegáveis com uma grande variabilidade anual de níveis d'água, dificultando a logística. Até mesmo para a UTE, há necessidade de armazenamento de diesel, já que nos períodos de seca é comum ficar até 4 meses sem abastecimento. Em circunstâncias como essas, a implementação de um sistema de recirculação de combustível assegura que este mantenha sua integridade e não sofra processos de degradação ao longo dos períodos extensos de armazenamento.

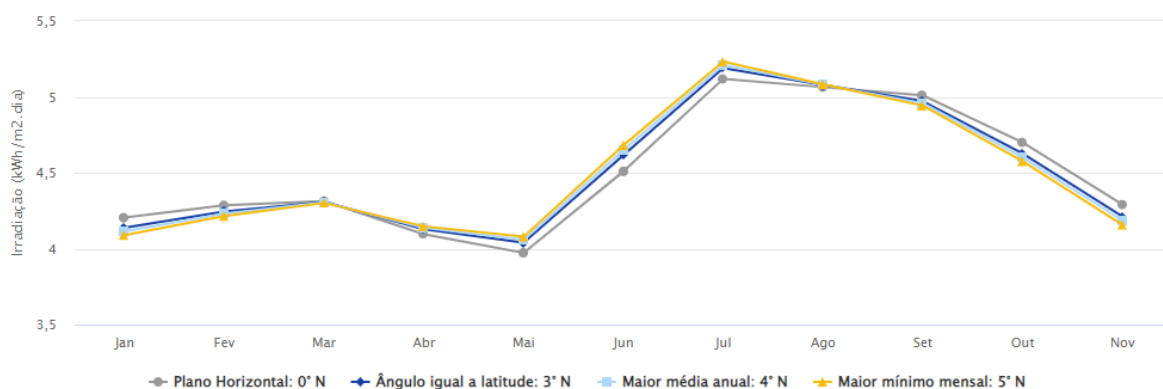
É importante que tais desafios logísticos sejam considerados em um projeto de hibridização da planta, pois poderia significar limitação de transporte de equipamentos, incremento do tempo de implementação e elevação de custos.

2.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO

2.3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo dados do Cresesb (2017), a localidade possui uma irradiação solar média no plano horizontal de 4,51 kWh/m²/dia, com maior incidência nos meses de junho a dezembro, conforme mostra o gráfico da **FIGURA 2**.

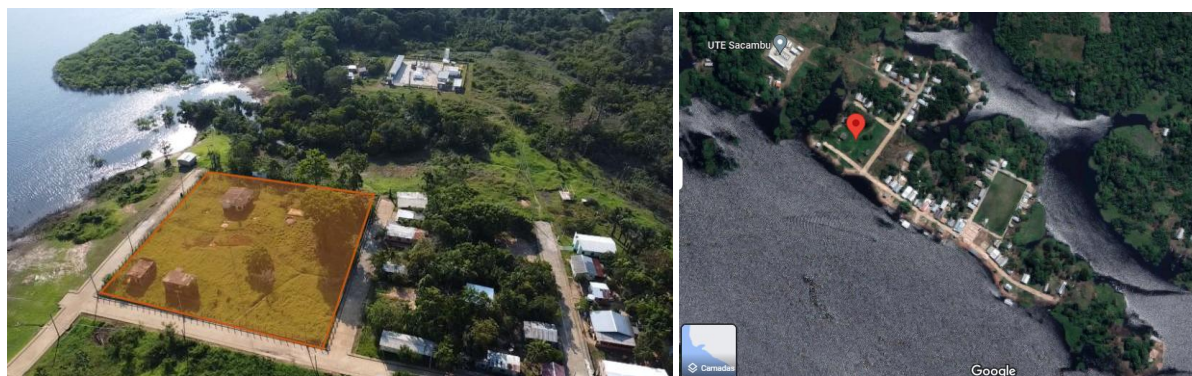
FIGURA 2 - IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL NO PLANO INCLINADO PARA A LOCALIDADE DE SACAMBU/AM.



Fonte: Cresesb, 2022. SunData V3.0

Conforme verificado durante a visita técnica, a localidade também tem disponibilidade de área com aproximadamente 0,6 hectares, com vegetação já suprimida e com terreno plano (**FIGURA 3**), sem a necessidade de grandes obras civis, possibilitando a instalação de uma planta solar de solo com potência entre 500 kWp e 600 kWp na localidade.

FIGURA 3 - IMAGENS DA ÁREA DISPONÍVEL PARA IMPLANTAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR

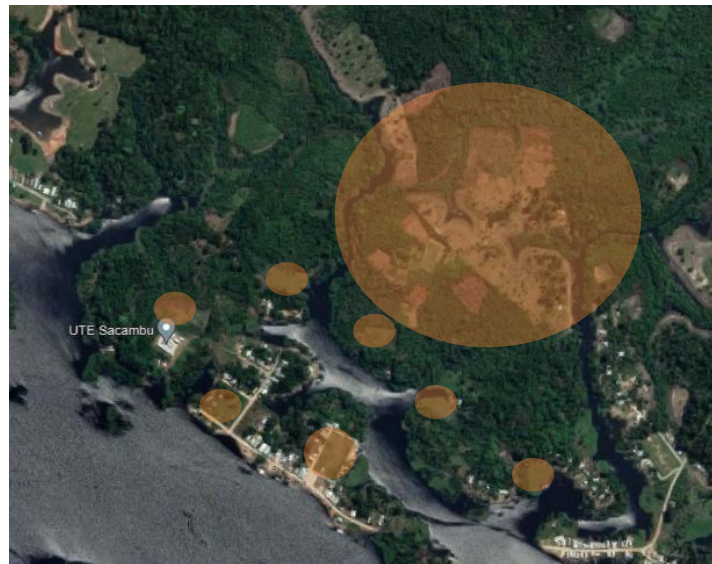


Fonte: Fotografia realizada pelos consultores deste estudo in loco em 2022 e imagem do Google Maps.

Para instalação de potência superior a este limite, seria necessária uma avaliação mais aprofundada dos aspectos sociais, ambientais, técnicos, hidrológicos e fundiários. Além da alternativa de utilização de um campo de futebol com aproximadamente mais 0,5 hectares, altamente não recomendada pelo impacto social da medida, também podem ser observadas

outras áreas já desmatadas, conforme imagens de satélite apresentadas na **FIGURA 4**. Porém, para utilização de tais áreas, seria necessária uma avaliação completa dos aspectos fundiários, restrições ambientais, além de restrições técnicas de conexão entre a geração e a carga da localidade, bem como eventuais aspectos ambientais de tal conexão, haja vista necessidade de se passar por zona de mata fechada.

FIGURA 4 - IMAGEM DE SATÉLITE DA LOCALIDADE DE SACAMBU/AM DEMARCANDO ÁREAS DESMATADAS



Fonte: Imagem do Google Maps.

2.3.2 ARMAZENAMENTO

Para esta localidade, vislumbra-se como alternativa mais viável, devido à complexidade logística e em eventuais manutenções ou substituições de equipamentos, a utilização de tecnologias de armazenamento eletroquímicas de elevada vida útil, alta modularidade e baixa complexidade operativa.

Sob esta ótica, conforme a tabela apresentada na **FIGURA 5**, as baterias de lítio atualmente apresentam o melhor custo-benefício para este tipo de solução, considerando a eficiência superior às demais tecnologias, com custos extremamente competitivos se relacionados a sua elevada vida útil.

Ainda, avaliando as tecnologias de baterias de íons de lítio disponíveis para soluções estacionárias e as relações entre custo, vida útil e tolerância a temperatura (**FIGURA 6**), a melhor solução atualmente seria baterias de Lítio Ferro Fosfato (LFP).

FIGURA 5 - TABELA COMPARATIVA DE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. FONTE: AUTORES, COM BASE EM INFORMAÇÕES DE FABRICANTES.

	Chumbo Ácido	Íon de lítio	Baterias de fluxo
Composição química	Pb + H ₂ SO ₄	LFP, NMC, NCA...	Redox de vanádio, Ferro-Cromo, Zinco-Bromo
Tempo de descarga	Até 20 horas	Até 4 horas	4 – 10 horas
Vida útil (ciclos)	200 – 800	2.000 – 8.000	10.000 – 15.000
Eficiência total	60% – 70%	85% – 98%	60% – 85%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média
Preço baterias	Até 100 USD/kWh	Até 200 USD/kWh	200 – 600 USD/kWh
Segurança	Média	Baixa – média	Não inflamável, mas vazamentos são possíveis
Toxicidade	Elevada	Média	Variável

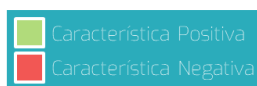


FIGURA 6 - TABELA COMPARATIVA DE TECNOLOGIAS DE BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO.

Tipo	Composição	Competitividade em Custo	Vida útil	Densidade energética	Estabilidade térmica	Aplicações
LFP	Lítio-ferro-fosfato	Muito boa	★★	★	★★★★	Soluções estacionárias
NMC	Lítio-manganês-cobalto	Boa	★	★★	★★	Mobilidade elétrica
NCA	Lítio-níquel-cobalto-alumínio	Boa	★	★★★★	⊖	Mobilidade, aplicações industriais
LTO	Lítio-titanato	Regular	★★★★	★	★★★★	Aplicações especiais
GRF	Grafeno	Baixa	★★★★	★★★★	★★★★	Aplicações especiais

Fonte: NewCharge e Greener, 2021.

2.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA

É importante mencionar que o PIE contratado para atendimento da região possui contrato de quinze anos, iniciado em 2019. Portanto, o contrato se encerrará em meados de 2034, por isso é importante entender o impacto da viabilidade do projeto considerando o prazo remanescente de contrato.

Assim, para avaliação da solução ótima será considerada uma hibridização com tempo de operação compatível aos 10 anos contratuais remanescentes do PIE, avaliando a

competitividade entre a solução atual de geração fóssil e a inclusão de uma solução parcialmente renovável.

A simulação será realizada em duas etapas, sendo elas:

- **(1) Dimensionamento da solução:** nesta etapa se buscará a solução com menor custo global para atendimento da localidade;
- **(2) Avaliação econômica:** nesta etapa será realizada uma avaliação considerando uma comparação de menor custo global pela ótica do consumidor entre a solução proposta na etapa de dimensionamento e a geração a diesel.

Para avaliação de dimensionamento, pelas características do sistema e considerando a disponibilidade do recurso solar fotovoltaico, foram feitas simulações buscando a participação renovável ótima, considerando diferentes níveis de penetração de solar fotovoltaica, armazenamento na forma de baterias e uso dos geradores a diesel.

Para tais simulações, foram utilizados dois *softwares* diferentes:

- **Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER®):** *software* especializado em simulações de otimização de múltiplas fontes de energia em uma microrrede, com simulações que buscam reduzir o custo nivelado de energia *Levelized Cost of Energy* (LCOE).
- **Enersmart:** ferramenta elaborada pela empresa *NewCharge* que realiza múltiplas simulações considerando participações de energia solar fotovoltaica, armazenamento e geradores a combustível fóssil de modo a otimizar o custo nivelado da energia (*'Levelized Cost of Energy'* – LCOE) do projeto. Esta ferramenta permite a identificação dentre os cenários de dimensionamento tecnicamente viáveis, a escolha com a melhor viabilidade econômica.

Nas análises foram levadas em consideração critérios técnicos de funcionamento da máquina diesel, tais como sua faixa ótima de operação e consumo específico, considerando que:

- Em períodos de alta incidência solar: o gerador diesel não operará com carga inferior a 50% do gerador nominal, implicando em perdas solares fotovoltaicas, caso tal condições seja violada, visando que o mesmo fique o mais próximo

possível do seu ponto ótimo, não prejudicando o consumo específico das máquinas e nem o custo de O&M;

- Em período sem incidência solar: operação dentro do range de 70 a 100% da capacidade da máquina, conforme **TABELAS 01 e 02**.

Para o dimensionamento do BESS também foram consideradas as características técnicas da solução, tais como a sua eficiência e degradação. De modo a obter uma melhor relação custo-benefício da solução e otimização da vida-útil e sistema de resfriamento, considerou-se a limitação na corrente máxima de carga ou descarga do BESS, de forma obter uma relação de 50% entre a capacidade da bateria e a potência dos inversores (tempo mínimo para carga ou máximo para descarga em duas horas – 0,5C), além de outros fatores expostos no **APÊNDICE II** deste documento.

Ainda, pela restrição de área da localidade, limitada em 0,6 hectares, inicialmente elencados, consideraram-se duas simulações, uma com o limite máximo de solar fotovoltaica em 500 kWp e outra simulação sem esta restrição de espaço.

Para tais análises, serão avaliados dois cenários, para os quais as premissas podem ser encontradas no **APÊNDICE II**:

- **Cenário Verde:** cenário com situação favorável para renováveis, com menores valores de CAPEX e desfavorável para fósseis, com custos mais elevados de combustível e menor eficiência de máquinas;
- **Cenário Cinza:** cenário desfavorável para renováveis, com maiores valores de CAPEX e favorável para fósseis e com custos reduzidos de combustível.

Para a avaliação da viabilidade econômica, será adotada a métrica do menor valor presente líquido (VPL) do custo de geração de energia, sob a ótica do consumidor de energia elétrica, considerando, considerando uma avaliação de fluxo de caixa de projeto, no horizonte de 10 anos, considerando como custos:

- CAPEX do sistema de armazenamento e do sistema fotovoltaico;
- O&M do sistema híbrido.
- Tratando-se de um horizonte de 10 anos, não se vislumbrou a necessidade de RECAPEX no período;

Como benefícios, considerou-se:

- Custo com combustível evitado;
- O&M variável evitado da parcela fóssil.

Para contemplar o impacto ambiental das soluções, também foi considerada a redução de emissões de CO₂ ao longo do prazo contratual remanescente pela solução proposta.

As premissas técnicas e econômicas detalhadas utilizadas na avaliação, podem ser consultadas no **APÊNDICE II** deste documento.

2.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO

As simulações realizadas conforme descrito no capítulo anterior, apontam que, considerando as restrições de espaço identificadas ao longo da visita, que limitam a instalação de energia solar fotovoltaica a cerca 500 kWp, observa-se que o modelo aponta que a decisão mais coerente seria a inclusão da fonte até patamares próximos a este máximo, mesmo no cenário mais desfavorável para as renováveis (cinza).

Conforme apontado na **TABELA 3**, a localidade ficaria com uma participação renovável limitada a 37,4% no Cenário Cinza (desfavorável às renováveis), chegando até 38,5% de penetração no cenário verde (favorável às renováveis), obtendo assim resultados bastante próximos de dimensionamento entre os dois cenários.

TABELA 3 - CENÁRIOS DE HIBRIDIZAÇÃO PARA A LOCALIDADE DE SACAMBU/AM.

Parâmetro	Cenário Cinza	Cenário Verde
Potência instalada solar FV (kWp)	500 kWp	500 kWp
Capacidade instalada BESS ¹ (kWh)	435 kWh	510 kWh
Participação renovável na energia (%)	37,4%	38,5%

Para ambos os cenários o fotovoltaico buscou os limites máximos de área, o que impactou diretamente na capacidade do BESS, resultando em apenas um cenário inferior a 40% de penetração renovável.

De fato, conforme mostra a **TABELA 4**, ao realizar simulações eliminando a restrição de espaço para o cenário verde, observam-se níveis de penetração consideravelmente superiores, chegando a valores de até 84,1% de penetração renovável. Para o Cenário Cinza,

¹ BESS: battery energy storage system

por outro lado, o modelo não resulta em modificações significativas dos valores apresentados acima.

TABELA 4 - CENÁRIOS DE HIBRIDIZAÇÃO PARA A LOCALIDADE DE SACAMBU/AM SEM RESTRIÇÃO DE ÁREA DISPONÍVEL.

Parâmetro	Cenário Verde
Potência instalada solar FV (kWp)	1.326 kWp
Capacidade instalada BESS (kWh)	2.575 kWh
Participação renovável na energia (%)	84,1%

Todavia, tal indicação no de expansão demandaria uma área de aproximadamente 1,5 a 2,0 hectares disponível para implementação do projeto, o que demandaria uma avaliação das áreas já desmatadas no entorno da localidade, conforme detalhado no **CAPÍTULO 2.3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA** deste documento.

Deve-se ponderar que, a utilização de tais áreas, a depender das restrições ambientais e técnicas impostas, poderiam incluir custos e prazos consideráveis, principalmente atrelados a regularização fundiária e licenciamento ambiental, considerando eventuais condicionantes impostas pelo órgão competente. Assim, pela incerteza relacionada, não foram considerados tais custos, nesta modelagem.

2.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Conforme apresentado no resumo da **TABELA 5**, levando em consideração as premissas citadas nos subitens deste capítulo, além das variáveis descritas no **APÊNDICE II**, foi possível comparar os cenários visando a viabilidade de cada dentro do escopo vislumbrado. Do ponto de vista econômico, a iniciativa de descarbonização demonstra considerável viabilidade em todas as situações analisadas, apresentando taxas internas de retorno (TIR) que ultrapassam o custo médio ponderado de capital, estimado em 10,4%. Isso se mantém verdadeiro mesmo no Cenário Cinza, caracterizado por condições favoráveis aos preços dos combustíveis e desfavoráveis à opção renovável.

TABELA 5 - RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA E DE EMISSÕES PARA OS CENÁRIOS DA LOCALIDADE DE SACAMBU.

	TIR (%)	Payback simples (anos)	VPL (mi R\$)	CO2 evitado (ton)	Diesel evitado (L)
Verde	27%	4,8	11,1	10.402,64	3.250.823,97
Verde com limitação de espaço	47%	3,4	7,5	4.788,69	1.496.464,15

Cinza	20%	5,5	1,8	3.379,79	1.056.184,03
-------	-----	-----	-----	----------	--------------

Na prática, a operação com melhor custo do sistema híbrido é observada no cenário desprovidos de restrições de espaço para implementação do fotovoltaico. Neste cenário, ressalta-se que apesar da TIR do cenário limitado ser consideravelmente superior, a métrica do VPL nos demonstra a maior atratividade financeira em altas penetrações.

É possível afirmar que existe uma considerável oportunidade para a implementação de mecanismos de partilha de benefícios entre o empreendedor e a sociedade, direcionando uma parte dos ganhos para a modicidade tarifária.

Outro aspecto a ser meticulosamente examinado reside na capacidade de economizar a queima superior a 1 milhão de litros de diesel ao longo de uma década. Além dos desafios logísticos e custos substanciais associados à logística na remota região amazônica, sob uma perspectiva ambiental, essa medida impediria a emissão de mais de 3 mil toneladas de CO₂. Isso, por sua vez, abre espaço para a avaliação de benefícios adicionais, como a obtenção de créditos de carbono, ou a otimização do custo de capital mediante a emissão de títulos sustentáveis.

2.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Ficou claro que em qualquer cenário, mesmo no mais propício ao uso de diesel, tendo o CAPEX de fotovoltaico e BESS elevado e o seu custo anual tendo um acréscimo inferior ano a ano, a hibridização da planta de Sacambu é viável. Fatores como a limitação de área são empecilhos para que haja uma potencialização do resultado e precisam ser analisados com mais cautela no local, e entender os impactos da região que se pretendem ser implantados tais projetos, visando entender problemas como planícies inundáveis em períodos de chuva.

Outro ponto, é válido destacar o impacto que o horizonte contratual terá na hibridização de plantas existentes. Na localidade de Sacambu, a disponibilidade de ainda possuir um contrato de 10 anos vigente, torna o projeto atrativo do ponto de vista de viabilidade de implementação, sendo o mais breve possível.

Tendo como base esse panorama, é factível de se dizer que os seguintes pontos são importantes fatores a serem estudados como impactantes ou complementares ao projeto, como:

- Mapeamento de fontes alternativas de geração de energia – sabe-se que a região possivelmente não terá um grande potencial de geração para fontes como a eólica, mas é válido analisar a possível complementariedade da fonte geradora, com plantas de reutilização de resíduos sólidos advindos de lixos da cidade ou até mesmo da biomassa;
- Plano de conscientização e descarbonização – atualmente o uso de energia aumenta com a possibilidade de utilização de meios tecnológicos para elevar a qualidade de vida e o conforto. Nesse sentido, é importante conscientizar a população local para um uso mais racional da energia.;
- Aprimoramento das projeções realizadas pela EPE do crescimento de população e consumo de energia – existem regiões não somente da parte do Sisol, mas também dentro do SIN.

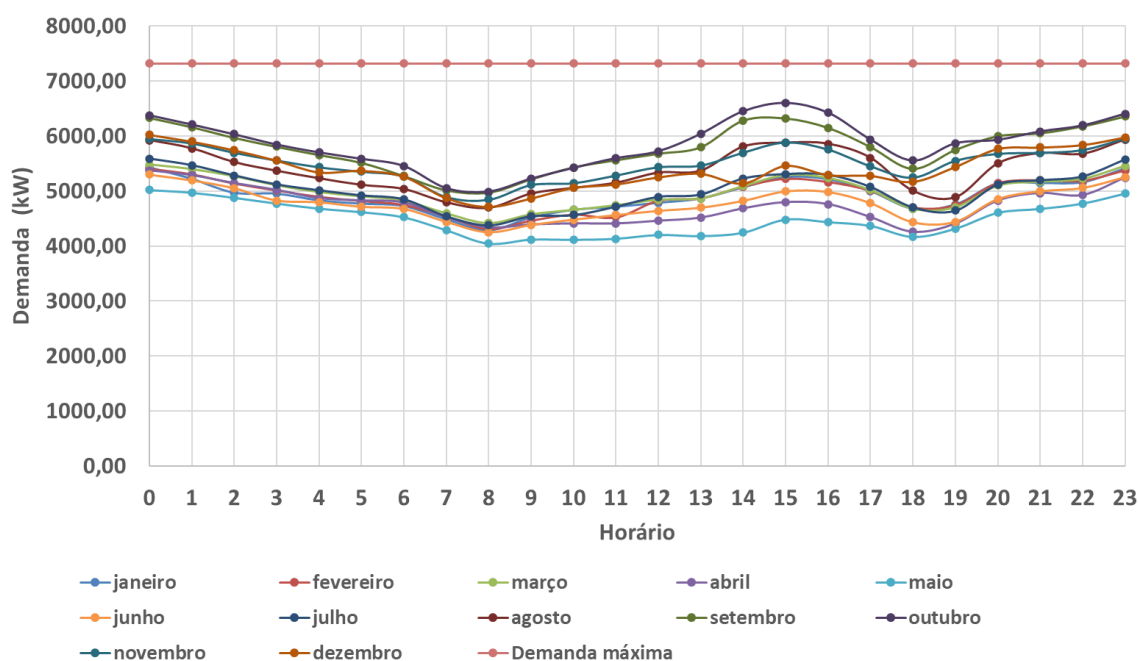
3. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA OIAPOQUE

3.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Oiapoque² é um município brasileiro localizado no extremo norte do estado do Amapá que faz fronteira com a Guiana Francesa. No ano de 2015, foi contratada a Voltália Energia do Brasil como um PIE (Produtor Independente de Energia) da localidade. A empresa apresentou um projeto alternativo de características hidrotérmicas, consistindo no uso de fonte térmica nos primeiros 5 anos, durante a construção da PCH Salto Cafesoca, e com a entrada em operação da hidrelétrica, a geração térmica seria reduzida.

São observados dois momentos de ponta de carga na região, um próximo às 15h, e depois no período noturno após as 22h (FIGURA 7). Nestes horários de picos, a demanda chega a ultrapassar os 7 MW, em alguns momentos.

FIGURA 7 - CURVAS DE DEMANDA MENSAIS E DEMANDA MÁXIMA PARA A LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP



Atualmente, a localidade conta com usina térmica a diesel de 12 MW de potência, com 31 máquinas ao todo, que opera com consumo específico na ordem de 250 L/MWh, além de uma usina solar fotovoltaica.

² As avaliações relativas ao sistema isolado de Oiapoque foram baseadas na situação atual da localidade, sem considerar eventuais crescimentos de carga em razão da exploração de óleo e gás na Margem Equatorial.

Junto à UFV, que possui 4,3 MWp de potência instalada, existe um sistema com uma câmera que realiza uma análise preditiva de nuvens de até 20 minutos, e que comunica o operador e este pode regular a geração a diesel para suprir a demanda. Esta câmera faz parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento em parceria com a UFPE.

Ademais, prevê-se entrada em operação da PCH Salto Cafesoca (**FIGURA 8**) no 1º semestre de 2024. A PCH, localizada no rio Oiapoque, que faz divisa com a Guiana Francesa, será a fio d'água e atualmente está em fase de construção das ensecadeiras. Sua potência instalada será de 7,5 MW de capacidade instalada, com a possibilidade de adição de uma turbina e expansão se necessário (Capacidade máxima de 10 MW). Esta usina não terá uma barragem, somente um pequeno desvio e o canal de adução.

FIGURA 8 - IMAGEM AÉREA DA ÁREA DE OBRAS DA PCH SALTO CAFESOCA QUE ATENDE A LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP.



Fonte: Fotografia obtida pela equipe desta consultoria em vista técnica à localidade

Segundo o empreendedor, com a finalização das obras, a PCH terá prioridade no despacho de energia, seguida pela UFV e a UTE servirá como gerador de backup. Com o funcionamento da PCH em conjunto com a UFV, segundo informações do empreendedor, a contribuição da termelétrica será bastante reduzida, desde que seja resolvido o problema de amortecimento da variação de geração na usina solar em presença de nuvens.

Entretanto, tais afirmações ainda carecem de maior avaliação técnica, considerando o pico de carga noturno de 8 MW, já superior à capacidade instalada da PCH. Ademais, se tratando de uma usina a fio d'água, deve-se considerar o regime hidrológico associado,

podendo demandar elevada necessidade de despacho termelétrico em períodos de baixa hidrologia.

3.2. CARACTERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE

A logística até Oiapoque pode ser feita pelo modal rodoviário a partir de Macapá, localizada a 578 km. O acesso é feito pela Rodovia BR-156 (**FIGURA 9**).

FIGURA 9 - IMAGENS DA RODOVIA BR-156 DE ACESSO À LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP



Fonte: Google Maps e Google Imagens.

Entretanto, tal logística ainda é complexa, principalmente em períodos de chuva, uma vez que os 100 km finais de estrada não possuem pavimentação asfáltica e possuem muitas irregularidades. Atualmente, o plano de contingência no caso de falta de combustível é aquisição de óleo diesel da Guiana Francesa.

3.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO

Nesta localidade existem certos desafios que tornam complexa a expansão da geração fonte renovável, além dos projetos já implementados ou em fase de implementação, como a energia solar fotovoltaica e a PCH.

Para a construção das usinas UTE e UFV houve supressão vegetal, que também seria necessária, caso fosse contemplada uma expansão do sistema com usinas fotovoltaicas em regiões próximas às usinas existentes.

Para além da questão espacial, a eficiência técnica de tal solução também seria comprometida. A elevado grau de sujidade nos módulos fotovoltaicos, devido ao material particulado proveniente de um lixão que está nos fundos da usina termoelétrica, resultará na necessidade de limpezas frequentes dos módulos fotovoltaicos. Ainda, pela floresta no entorno do sistema, há sombreamento no início e final do dia. Pontos tais que com elevado grau de probabilidade, também seriam problemas em uma eventual expansão.

Com relação aos recursos de armazenamento, resgatando a análise realizada no **CAPÍTULO 2.3.2** deste documento, acrescida a inviabilidade de inclusão de reservatório da PCH, a alternativa mais viável tecnicamente e economicamente também seriam baterias LFP (lítio ferro fosfato).

3.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA

Dado o baixo volume de dados disponível, realizou-se uma simulação do atendimento a curva de carga da localidade, respeitando a hierarquia de despacho mencionada pelo operador da usina, sendo a PCH prioritária, seguida da UFV e por fim, a UTE sendo acionada como um *backup*.

Também foram compartilhados os dados de previsão de geração da PCH somente em base mensal, assim, para simulação foi considerada uma curva de geração estável ao longo do mês, considerando os dados da curva P90, conforme a **TABELA 6**.

TABELA 6 - CURVA DE GERAÇÃO CONSIDERADA PARA A GERAÇÃO DA PCH NA LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP.

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Pot (MW)	4,52	5,63	5,65	5,83	5,65	5,83	5,65	5,08	4,67	3,39	2,33	3,39

Observa-se uma redução considerável da geração nos períodos de setembro até janeiro, atingindo o pior desempenho no mês de novembro. Com relação a UFV, pela ausência de informações da geração, foi simulada uma usina de mesma capacidade na região no *software* PVsyst, de modo a obter a curva de geração esperada.

Ainda, cabe mencionar que, como não foram compartilhados dados de estabilidade da PCH, o efeito da intermitência da energia solar FV na operação desta usina, não pôde ser considerado, devendo ser objeto de estudos posteriores.

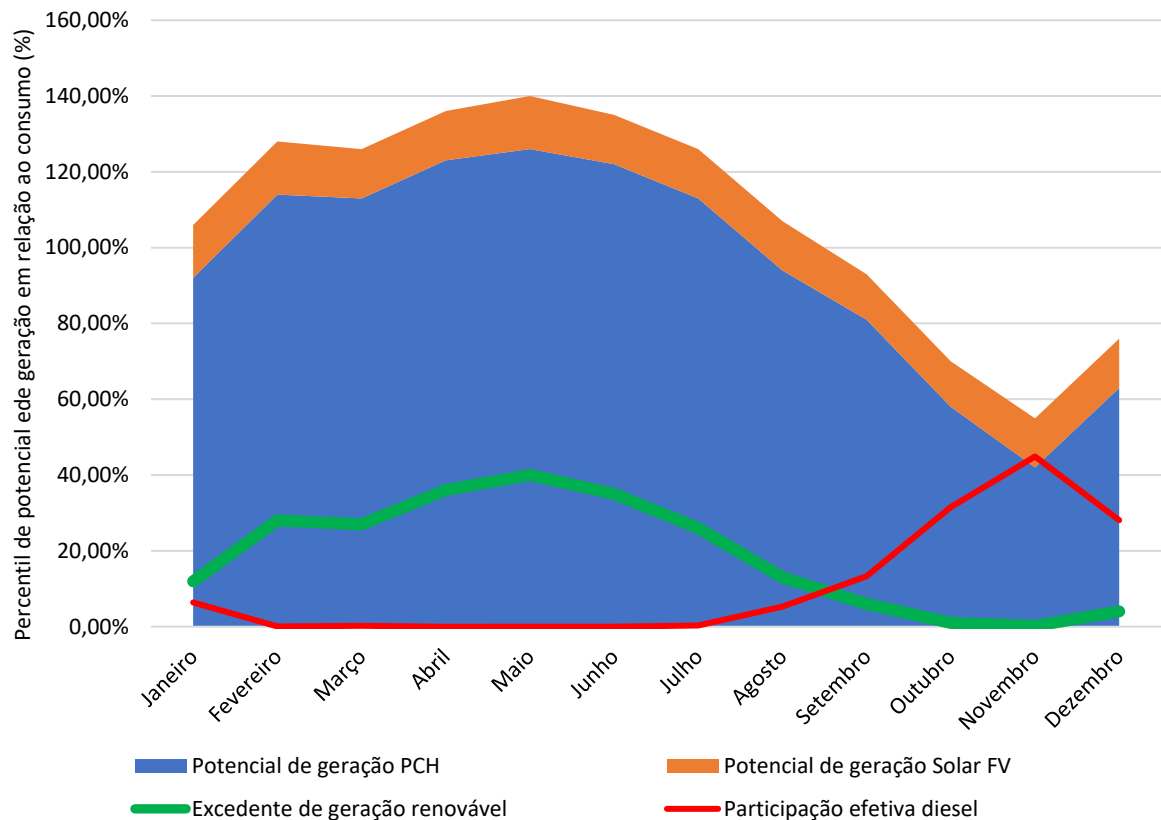
Para avaliação, foram realizadas simulações horárias com estes dados, buscando entender como se daria o atendimento a carga com as fontes disponíveis. Sem o BESS (*battery energy storage system*), contemplou-se o atendimento prioritário com a PCH, seguido da solar FV e o gerador diesel atuando como backup.

Nestas simulações, conforme **FIGURA 10**, na qual é apresentado o comportamento mensal do atendimento a localidade, observa-se que a geração de energia da PCH e da solar FV, em termos energéticos, se mantém acima do consumo ao longo de todos os meses, com exceção do período de setembro até dezembro, nos quais há redução substancial na produção da PCH.

No entanto, mesmo nestes meses, considerando o aspecto horário e a necessidade de coincidência de geração e carga, parte considerável desta energia será desperdiçada e, haverá necessidade de acionamentos do diesel como backup.

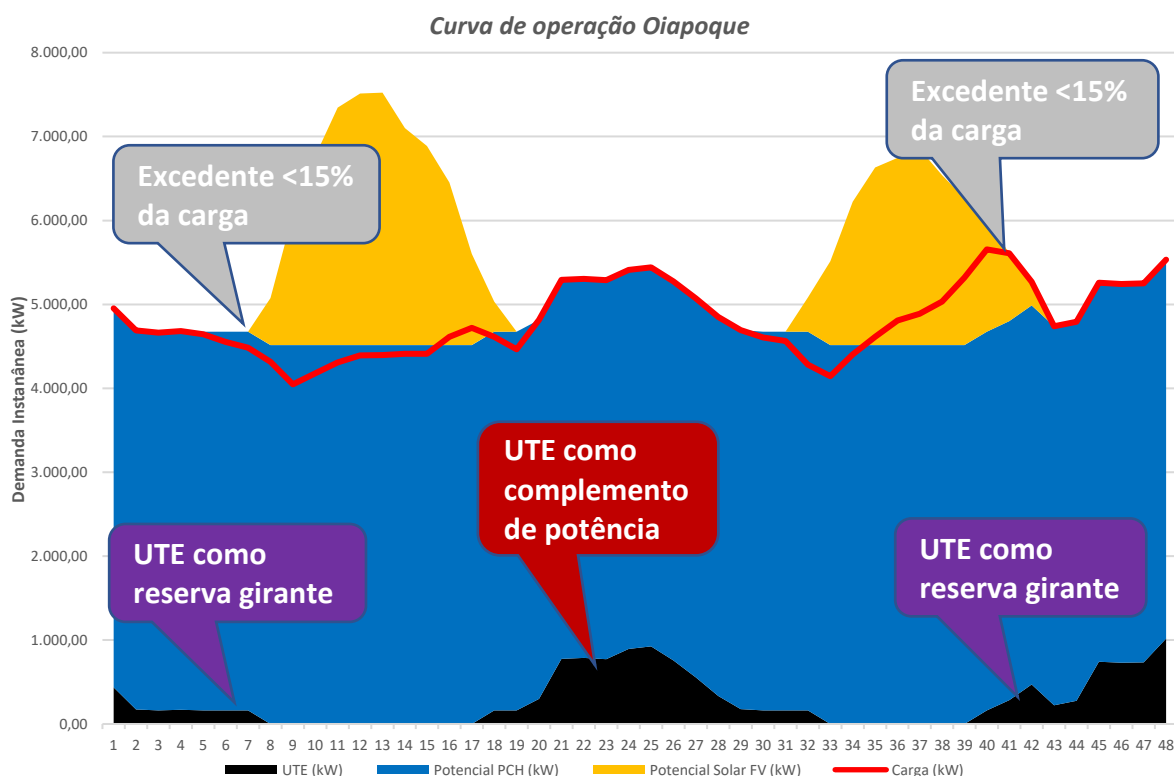
É importante ressaltar o comportamento em especial nos meses de fevereiro até julho, nos quais há uma geração diesel inferior a 1% do consumo da carga e um potencial de geração energia renovável desperdiçada que seria suficiente para alimentar, em média mais de 19% do consumo total, chegando a atingir até 40% do consumo total no mês de maio.

FIGURA 10 - PARTICIPAÇÃO ENERGÉTICA SIMULADA SEM BATERIA (%).



No gráfico da **FIGURA 11**, tomando como exemplo dois dias do mês de janeiro, pode-se observar o comportamento esperado da localidade. Sendo a PCH despachada como base, a solar contribui, ao longo do dia, com o atendimento da carga, apesar de desperdiçar grande parte de sua geração, e a UTE será despachada nos momentos de necessidade de geração adicional.

FIGURA 11 - EXEMPLO DE CURVA DE OPERAÇÃO DA LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP.



Por outro lado, como pode ser observado na **FIGURA 10**, nos meses de baixa geração renovável, principalmente de setembro até outubro, observa-se um acionamento do diesel praticamente diário, atingindo uma participação chegando a pouco mais de 44% em novembro, com um desperdício renovável de pouco menos de 1%.

Outro fator importante a ser considerado na etapa de hibridização, principalmente quando não há o sistema de armazenamento, é a necessidade de robustez de uma base geradora não intermitente, por esse motivo foi incluído de acordo com premissas impostas a importância de uma reserva girante. Com base em diretrizes do PIE, essa reserva será implementada em casos em que a geração renovável não seja superior a 15% acima da carga do sistema, protegendo em casos de intermitência dessas fontes a constância da rede elétrica total. Na prática, trata-se de uma máquina diesel operando a 40% de sua potência nominal e que, em caso de contingência, possui capacidade de elevação de sua potência até a capacidade nominal de forma bastante célere.

Em termos gerais, com este perfil, considerando a sazonalidade da PCH ao longo do ano, espera-se que o diesel tenha um montante de geração anual de 5,3 GWh/ano, que representaria pouco menos de 12% do consumo anual da localidade. Entretanto, cabe-se

mentonar que combinadas, a fonte solar e a PCH, pela impossibilidade de armazenamento deverão desperdiçar cerca de 8,36 GWh/ano de potencial de geração.

Assim, esta avaliação considerará um sistema de armazenamento de energia que fará o carregamento nos momentos os quais há sobra de energia e o descarregamento nos momentos os quais há déficit, visando reduzir ainda mais a participação da UTE na energia gerada.

Com este sistema, espera-se uma redução do potencial renovável desperdiçado nos meses de janeiro a agosto, levando a uma redução na participação da UTE. Entretanto, nos meses de setembro até dezembro, este sistema terá impacto bastante limitado pela baixa geração renovável.

Vale pontuar que mesmo nestes meses, o sistema de armazenamento poderá apoiar na segurança de suprimento com fornecimento de diversos serviços, dentre os quais ressalta-se a possibilidade de modulação de carga de modo a garantir a operação da UTE no ponto ótimo de consumo de combustível. No entanto, pela limitação de dados fornecidos, esta funcionalidade não será avaliada neste estudo.

Com a avaliação neste produto, buscar-se-á uma avaliação econômica comparativa entre os custos de operação da UTE e os custos totais de implementação e operação de uma solução de armazenamento, utilizando métricas de avaliação de investimento TIR, *payback* simples e *payback* descontado.

3.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO

A bateria poderia desempenhar um papel crucial na manutenção da estabilidade da rede em Oiapoque-AP durante períodos em que a energia é proveniente de fontes renováveis (Fotovoltaica+PCH) visando aplicar a disponibilidade de estabilidade elétrica, suprimindo possíveis intermitências e funcionando como uma fonte no modelo de “reserva girante”.

Essa participação impacta principalmente em condições específicas do sistema, onde ocorre a necessidade de manter, como citado no tópico anterior, uma fonte com capacidade acima de 15% da carga existente para fins de estabilidade e possíveis picos de demanda apresentadas na localidade. Isto é, em condições em que a renovável possui capacidade próxima, porém inferior aos 115% com relação a carga, o sistema de armazenamento entraria como uma base energética estável e robusta no ponto de vista de possíveis variações da rede.

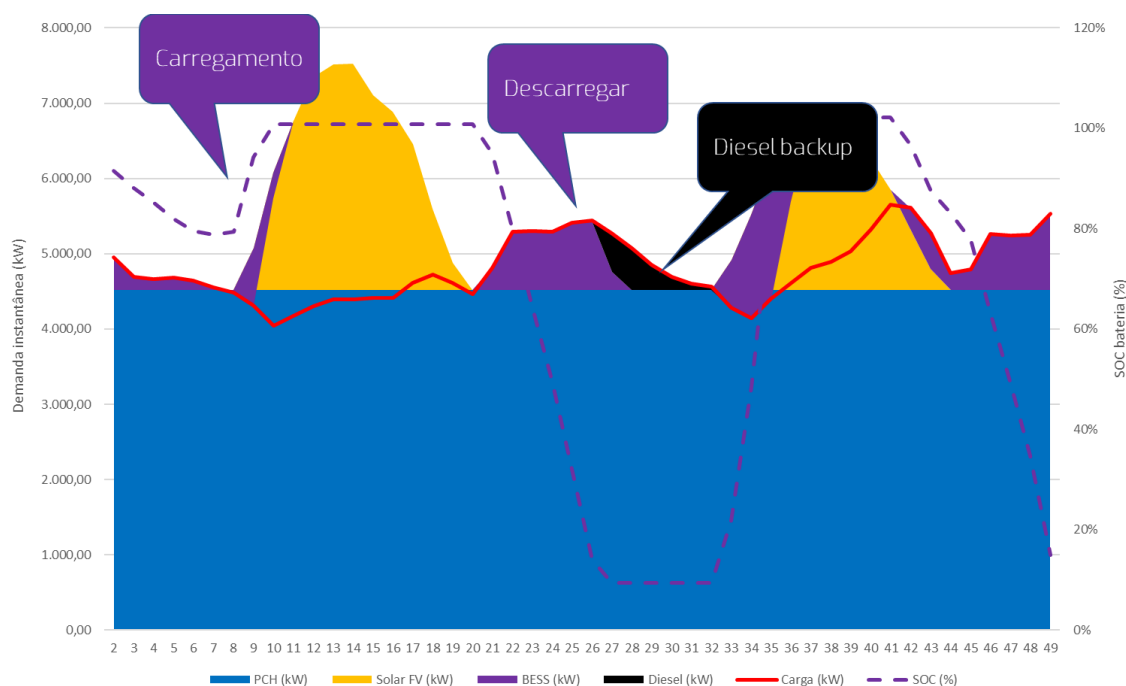
Esse fator agregaria em uma redução no número de partidas dos geradores, desgastes mecânicos, além da diminuição de gastos existentes de combustíveis, que poderá inclusive ocorrer fora do ponto ótimo de consumo nas suas flutuações de carga.

Além disso, buscou-se a capacidade mínima do sistema de armazenamento de modo a garantir seu correto funcionamento em função das especificações dos fabricantes. Para isso, é necessário avaliar de forma mais detalhada a operação esperada com a entrada em operação da PCH, conforme detalhado no **CAPÍTULO 3.4**.

Conforme apontado no estudo, haverá, ao longo do ano, momentos com sobras no potencial de geração de energia, mas também momentos de déficit de energia, necessitando o acionamento da UTE. Ao longo da simulação, o maior valor de déficit observado foi de 4.198 kW. Para o correto atendimento pelo BESS, considerou-se tal potência, acrescida por uma margem de segurança de 30%, para o caso estudado, resultando em 5.457 kW de potência inversão dos conversores bidirecionais do sistema de armazenamento. Assim, por restrições tecnológicas, o mínimo de capacidade para o sistema de armazenamento seria de 5.457 kWh (potência nominal por uma hora), sendo o patamar recomendado.

Com esta operação, conforme **FIGURA 12**, que representam os mesmos dois dias de janeiro exemplificados na **FIGURA 11**, espera-se que a bateria possa, com a energia excedente nos momentos de superavit, suprir energia nos momentos de déficit, levando a uma redução da operação do gerador diesel.

FIGURA 12 - EXEMPLO DE CURVA DE OPERAÇÃO HIBRIDIZADA PARA A LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP



A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o percentual mensal de redução da participação diesel na operação da microrrede em relação ao cenário sem a bateria, apresentado na **FIGURA 10**. Como principais resultados, pode-se observar que para além dos meses de maio e junho, nos quais já não havia acionamentos da UTE, o sistema de armazenamento também permitiu a eliminação da necessidade de diesel em outros quatro meses (fevereiro, março, abril e julho). Adicionalmente, foram observadas reduções expressivas na participação diesel também nos meses de janeiro, agosto e setembro, com 57%, 61% e 21% respectivamente.

No entanto, nos meses de outubro e dezembro o impacto na redução da participação diesel é bastante limitado, sendo próximo de 3,2% e 8,5%, respectivamente, e no mês de novembro o sistema de armazenamento não traria nenhum benefício.

A **TABELA 8** apresenta os resultados da operação proposta com o sistema de armazenamento. A primeira coluna apresenta o potencial desperdiçado de energia renovável (solar fotovoltaica e PCH) em percentual do consumo total da microrrede.

Conforme pode ser constatado, nos meses de fevereiro até julho, nos quais já foi possível eliminar a participação da UTE no consumo, ainda há um potencial de geração

renovável desperdiçado que chega a atingir o suficiente para suprir 40% do consumo de Oiapoque em maio, ou seja, ainda há considerável sobra de energia.

TABELA 7 - COMPARAÇÃO DA OPERAÇÃO SEM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO VS. COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO.

Mês	Participação efetiva diesel sem BESS (% consumo)	Participação efetiva diesel com BESS (% consumo)	Participação efetiva diesel (% de redução frente ao sem armazenamento)
Janeiro	6,4%	2,7%	-57,4%
Fevereiro	0,03%	0,00%	-100,00%
Março	0,2%	0,0%	-100,0%
Abril	0,01%	0,00%	-100,00%
Maio	0,00%	0,00%	100,00%
Junho	0,00%	0,00%	100,00%
Julho	0,3%	0,0%	-100,0%
Agosto	5,3%	2,1%	-61,2%
Setembro	13,3%	10,4%	-21,4%
Outubro	31,6%	30,6%	-3,2%
Novembro	44,9%	44,7%	-0,5%
Dezembro	28,1%	25,7%	-8,5%

Já nos meses de janeiro, agosto e setembro, apesar de haver uma participação diesel residual, o desperdício de geração renovável é de apenas 8,3%, 9,6% e 3,1%, respectivamente. Este desperdício é resultado do descasamento temporal entre a geração renovável e o consumo, dadas suas respectivas variações ao longo das horas, culminando em momentos com sobra de energia, além da capacidade de carregamento da bateria e em momentos com elevada demanda, além da energia armazenada na bateria.

TABELA 8 - PARTICIPAÇÃO ENERGÉTICA SIMULADA COM BATERIA.

Mês	Excedente de geração renovável (% consumo)
Janeiro	8,3%
Fevereiro	28,0%
Março	26,3%
Abril	36,3%
Maio	39,7%
Junho	35,5%
Julho	25,8%
Agosto	9,6%
Setembro	3,1%

Outubro	0,3%
Novembro	0,0%
Dezembro	1,1%

Importante destacar que ao longo dos meses de outubro a dezembro, devido à baixa produtividade da PCH, quase não há excedente de energia renovável, e, conseqüentemente, o sistema de armazenamento não teria uma contribuição relevante à operação da microrrede durante aquele período do ano. Em termos comparativos, a geração hidrelétrica que chega a atingir 4,2 GWh/mês em março até julho, atinge pouco menos de 1,7 GWh/mês em novembro, uma redução de cerca de 60%. É esta sazonalidade da geração hidroelétrica que limita o benefício trazido pelo sistema de armazenamento.

Em dados anuais, a participação da UTE no consumo deverá passar de 11,8% de participação para 10,5% de participação. No entanto, apesar de limitado o impacto em termos percentuais na inclusão do sistema de armazenamento, há o deslocamento de mais de 553,96 MWh/ano de geração fóssil sem necessidade de expansão da geração renovável já disponível, trazendo benefícios econômicos e ambientais, que estão quantificados no **CAPÍTULO 3.6**.

3.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para tais análises, conforme realizado no **CAPÍTULO 2** para Sacambu, são avaliados dois cenários, para os quais as premissas podem ser encontradas no **APÊNDICE II**:

- **Cenário Verde:** cenário com situação favorável para renováveis, com menores valores de CAPEX e desfavorável para fósseis, com custos mais elevados de combustível e menor eficiência de máquinas;
- **Cenário Cinza:** cenário desfavorável para renováveis, com maiores valores de CAPEX e favorável para fósseis, com custos reduzidos de combustível e maior eficiência de máquinas;

Para estes dois cenários, foi realizada uma avaliação de fluxo de caixa de projeto, no horizonte de 20 anos, considerando como custos:

- CAPEX do sistema de armazenamento;
- Re-CAPEX do sistema no 10º ano;
- O&M do sistema.

Como benefícios, considerou-se:

- Custo com combustível evitado;
- O&M variável evitado.

Tais avaliações apontam viabilidade do projeto apenas no cenário verde, com elevação do custo de combustível e redução de CAPEX do sistema de armazenamento, conforme mostra a **TABELA 9**, desde que fosse possível um período contratual de 20 anos. Utilizando o modelo de precificação proposto na **EQUAÇÃO (2)**.

TABELA 9 - RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA E DE EMISSÕES PARA OS CENÁRIOS ANALISADOS PARA A LOCALIDADE DE OIAPOQUE/AP.

	Cenário Cinza	Cenário Verde
TIR (20 anos)	4,0%	19,3%
Payback Simples	<i>Sem viabilidade</i>	7,39
Payback Descontado	<i>Não há payback</i>	10,65
CO2 evitado (ton)	8.781,59	12.294,23
Diesel evitado (L)	3.276.714,09	4.587.399,72

3.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em Oiaपोque, com a entrada em operação da PCH, o montante de energia gerado pela UTE já seria inferior a 12%, havendo inclusive dois meses com participação 100% renovável. Portanto, otimizações para a redução da geração fóssil além deste patamar seriam bastante desafiadoras.

No entanto, o desperdício parcial do potencial de geração das usinas renováveis já implementadas durante os meses úmidos, poderia justificar a implementação de um sistema de armazenamento, visando o aproveitamento deste potencial de geração através do sistema de armazenamento. Desta forma, um sistema de armazenamento de 5.457 kW com uma hora de autonomia poderia trazer uma economia considerável de combustível para a localidade.

Em termos mensais, o sistema de armazenamento permitiria uma operação 100% renovável nos meses de fevereiro até julho, bem como uma operação em patamares bastante elevados de participação renovável em janeiro (97%), agosto (98%) e setembro (90%). No entanto, o impacto positivo do sistema de armazenamento nos meses de outubro até dezembro seria reduzido a patamares irrisórios, sobretudo pela baixa geração da PCH, que chega a atingir em novembro uma geração 60% menor em relação aos meses de março até julho. Principalmente devido a estes meses de menor geração da PCH, o impacto na redução

da participação da UTE no consumo fica bastante limitado, sendo reduzido de 11,8% de participação para 10,5%.

Todavia, apesar de bastante limitada em termos percentuais, em valores absolutos, a solução de armazenamento permitiria um deslocamento de 553 MWh/ano de geração fóssil, sem necessidade de expansão da geração renovável já disponível, podendo economizar mais de 4,5 milhões de litros de combustível e reduzir a emissão de quase 12,3 toneladas de CO₂ em 20 anos. Porém, para que o sistema de armazenamento avaliado seja viável economicamente, seria necessário um prazo de amortização de 20 anos, condições favoráveis de CAPEX e uma elevação nos preços do diesel, conforme Cenário Verde detalhado no

APÊNDICE II.

Ainda, vale pontuar que devido a limitação de geração renovável nos meses de seca, a expansão do sistema de armazenamento para além dos patamares avaliados neste produto, trariam pouco ganho em termos de redução da participação da UTE.

Adicionalmente, uma expansão de energia renovável na localidade, dado patamar atual de consumo, seria aproveitado apenas nos meses de seca, sendo desperdiçado nos demais meses, nos quais já há superávit de energia renovável, conforme demonstrado anteriormente, dificultando a viabilidade econômica de tal expansão.

Por fim, poder-se-ia encontrar maior viabilidade em um sistema de armazenamento, cujo objetivo fosse amortizar a intermitência da energia solar fotovoltaica, além do fator de necessidade de a fonte renovável estar 115% acima da demanda momentânea para o desligamento da fonte fóssil, com o sistema de armazenamento, esse fator poderá ser diferente em casos que o armazenamento poderá agir como “fonte girante”. Para esta funcionalidade, esperar-se-ia uma capacidade de armazenamento reduzida, com menor CAPEX, voltada apenas a compensar oscilações bruscas de potência no solar FV que estivessem acima da capacidade de resposta da PCH, dando tempo até o acionamento da UTE como *backup*. Porém, para avaliações técnicas e econômicas desta funcionalidade seriam necessários os resultados dos estudos de estabilidade elétrica da PCH, sua capacidade de modulação de carga, bem como sua curva prevista de geração com maior granularidade, dados estes que não foram compartilhados pelo empreendedor no âmbito deste estudo, impossibilitando que tais pontos pudessem ser contemplados. No entanto, recomenda-se para estudos e análises futuros a apuração desta possibilidade.

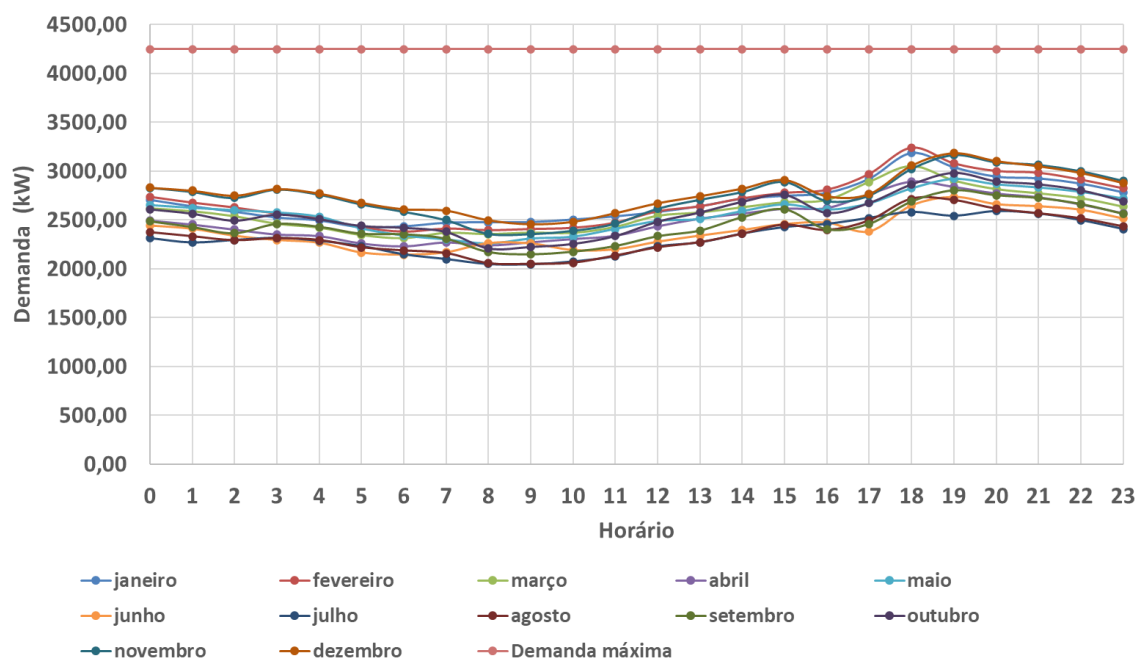
4. AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA PARA FERNANDO DE NORONHA

4.1. PERFIL DE CONSUMO E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Fernando de Noronha é um arquipélago vulcânico com aproximadamente 26 km² de extensão pertencente ao estado de Pernambuco. Está situado a cerca de 350 quilômetros da costa nordeste do Brasil (Natal-RN). A concessão do arquipélago foi outorgada à Companhia Energética de Pernambuco, Neoenergia – CELPE desde o ano de 1988.

A carga média da ilha é de 2.553 MW, com picos por volta das 18h00, atingindo até 4.249 MW (FIGURA 13). Em geral, possui maior consumo no mês de dezembro e menor consumo nos meses de inverno. É importante mencionar que um ponto preocupante com relação ao arquipélago é o elevado crescimento do consumo. Segundo dados da Neoenergia, o crescimento pode chegar até 8% a.a., patamar extremamente alto se comparado às médias nacionais, este crescimento este que demonstra grande variação ao longo dos últimos anos, ficando em média, segundo EPE (2021), na faixa de 4,4% a.a.

FIGURA 13 - CURVAS DE DEMANDA MENSAIS E DEMANDA MÁXIMA PARA A LOCALIDADE DE FERNANDO DE NORONHA/PE.



A geração de energia na ilha conta com uma usina termelétrica a diesel, UTE Tubarão, com 4 máquinas, totalizando 4.978kW de potência, e um parque gerador de contingência de 2.293kW de potência adicional, também com quatro máquinas, totalizando 7.271kW de

potência. Uma particularidade da dinâmica energética de Fernando de Noronha é que a geração está incorporada dentro das atividades do agente de distribuição, a Neoenergia.

Atualmente a empresa Neoenergia possui autorização para gerar 5 MW, porém, a demanda hoje já chega a 4,5 MW em horário de ponta. Na etapa de visita técnica, os funcionários da Neoenergia levaram a equipe para conhecer alguns empreendimentos que estão em fase de construção e que, quando entrarem em operação, já irão superar a geração permitida.

A usina a diesel consome aproximadamente 25 mil litros por dia, e a manutenção dos tanques de armazenamento é feita de 6 em 6 meses. Para o caso de falta de combustível devido a questões logísticas existem dois tanques da aeronáutica como backup.

Fernando de Noronha também conta com soluções de geração solar fotovoltaica na modalidade geração distribuída, com potência cumulativa de 1.099 kW, distribuídas ao longo da ilha, conforme mostra a **FIGURA 14**.

FIGURA 14 - GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM FERNANDO DE NORONHA/PE.



Fonte: ANEEL, 2023.

Sendo a maioria desta potência instalada composta por dois sistemas, viabilizados por meio do Programa de Eficiência Energética, Noronha I e Noronha II, com potência cumulativa de 863 kW, situadas no Comando da Aeronáutica e na área de captação de água pluvial da Companhia Pernambucana de Saneamento (Compesa). Com exceção destes dois sistemas, os demais são sistemas de pequeno porte comerciais e residenciais, no total 26 sistemas, com potência máxima de 30 kW e mínima de 1 kW.

Há previsão de construção de uma nova usina solar fotovoltaica flutuante de 650 kWp, através de um convênio entre a Neoenergia e a Compesa, no Açude Xaréu, um reservatório de

água na parte sul da ilha principal. O açude é a principal fonte hídrica para abastecimento na ilha, responsável por 65% da água distribuída para a população de Noronha.

Ademais, o arquipélago conta com um sistema de armazenamento com bateria de íons de lítio com capacidade de 1.020 kWh e potência de 560 kW, implementado no âmbito do programa de P&D Estratégico da ANEEL 021/2016 ('Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro'), que funciona para alívio de carga em horário de ponta. A administração da ilha também implementou um ambicioso programa de mobilidade elétrica, banindo a importação de novos veículos com motor a combustão a partir de 2023, e proibindo a circulação desse tipo de veículos a partir de 2030. Em paralelo, estão sendo avaliadas outras iniciativas, entre elas a implementação de mais um sistema de armazenamento com baterias, e ações de eficiência energética.

4.2. CARACTERÍSTICAS LOGÍSTICAS DA LOCALIDADE

A logística de componentes do continente até o arquipélago acontece por via marítima e entra por um pequeno porto (**FIGURA 15**), onde só é possível atracar uma embarcação por vez, causando grandes filas. O porto também tem grandes restrições com relação ao peso e dimensão das cargas. Durante a visita técnica ao porto, operadores relataram que containers com mais de 18 toneladas não são possíveis de serem desembarcados. Outras dificuldades são: o número pequeno de empresas de logística que faz a rota até a localidade, podendo refletir custos demasiadamente elevados; e o tempo de navegação até a ilha – um navio leva em média de 35h a 40h de Recife para Fernando de Noronha.

FIGURA 15 - PONTO PARA ATRAQUE DE NAVIOS NA LOCALIDADE DE FERNANDO DE NORONHA/PE.



Fonte: Foto tirada pela equipe da NewCharge.

4.3. DISPONIBILIDADE DE RECURSOS DE GERAÇÃO

4.3.1 ENERGIA EÓLICA

Existe um certo potencial eólico no arquipélago, incluindo geração eólica *offshore*, porém, foram identificados desafios logísticos no transporte, dada a capacidade limitada do porto, e instalação das turbinas eólicas, além de questões ambientais, como as aves migratórias, que precisam ser avaliadas de forma detalhada.

Uma turbina eólica esteve em operação por alguns anos na ilha, porém ocorreu um incidente com uma descarga atmosférica que gerou um incêndio no equipamento. Devido a esse acontecimento, a população local ainda tem certo receio de turbinas eólicas. Outro aspecto relevante deste projeto é que para a montagem da turbina foi necessário trazer de navio um guindaste desmontado, e realizar a montagem *in loco* para que pudesse ser feito o desembarque da turbina.

Segundo dados da Chubb (2018), uma turbina eólica de grande porte pode pesar 330 toneladas, sendo que rotor pesa cerca de 30 toneladas, a gôndola pesa cerca de 70 toneladas e a torre cerca 230 toneladas. De acordo com dados da Enel Green Power (2023), uma hélice eólica pode medir entre 10 e 85 metros.

Tais dimensões e peso, certamente apresentariam grande desafio logístico para Fernando de Noronha e certamente exigiriam um grande esforço de montagem *in-loco* da maioria dos componentes. Por estes motivos, este produto será focado em tecnologias de implementação menos complexa: solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento.

4.3.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nas avaliações do **PRODUTO 5**, foram elencados mais de 162 mil m² com possibilidade de instalação de geração distribuída, totalizando, na melhor das hipóteses em mais de 14,6 MWp. Combinado ao montante já instalado na localidade, estima-se uma viabilidade de mais de 16,2 MWp, sobretudo em instalações de geração distribuída.

Entretanto, há de se mencionar que pela variabilidade da fonte e principalmente por se tratar de um sistema isolado, uma penetração elevada de geração distribuída, caso não implementada com cautela e acrescida de outras medidas como, inclusão de armazenamento de energia, podem gerar graves problemas à UTE de Tubarão. As medidas para mitigação de riscos de hibridização com relação a geração distribuída estão aprofundadas no **PRODUTO 15**.

Adicionalmente, há que avaliar restrições relacionadas às áreas a serem destinadas à geração distribuída, como por exemplo restrições de peso em telhados e perdas por sombreamento. Também será necessário avaliar questões jurídicas e contratuais relacionadas ao uso maciço de áreas de propriedades particulares para a geração de energia.

4.3.3 ARMAZENAMENTO

Com relação aos recursos de armazenamento, resgatando a análise realizada no **CAPÍTULO 2.3.2** deste documento, a alternativa mais viável tecnicamente e economicamente também seriam baterias LFP (lítio ferro fosfato).

No entanto, devido às limitações do porto com relação a peso, deve-se ater a soluções com maior modularidade e, se possível, com possibilidade de transporte em container de 20 pés, dadas as dificuldades de desembarque de containers de 40 pés no porto.

Esta barreira, para tecnologias estacionárias, altamente modulares, pode ser facilmente transposta considerando a montagem *in-loco* de sistemas transportados em containers menores, ou mesmo optando por soluções *turn-key* de sistemas em containers de 20 pés, neste aspecto é importante mencionar que muitos fornecedores já possuem soluções que podem chegar até valores superiores a 2 MWh, neste *layout*.

4.4. ESCOPO DA HIBRIDIZAÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO TÉCNICA

A simulação contemplará uma análise de implementação de usinas solares fotovoltaicas e baterias para redução do uso da UTE Tubarão. Não foram contempladas análises da fonte eólica, dada elevada complexidade logística envolvida, devendo ser esta fonte alvo de estudos posteriores. Assim como realizado para a localidade de Sacambu, a simulação será realizada em duas etapas, sendo elas:

- **Dimensionamento da solução:** nesta etapa se buscará a solução com menor custo global para atendimento da localidade;
- **Avaliação econômica:** nesta etapa será feita uma avaliação considerando uma comparação de menor custo global pela ótica do consumidor entre a solução proposta na etapa de dimensionamento e a geração a diesel.

Assim como nas análises realizadas para Sacambu, foram levados em consideração critérios técnicos de funcionamento da máquina diesel, tais como sua faixa ótima de operação e consumo específico, considerando que:

- Em períodos de alta incidência solar: o gerador diesel não operará com carga inferior a 50% do gerador nominal, implicando em perdas solares fotovoltaicas, caso tal condições seja violada, visando que o mesmo fique o mais próximo possível do seu ponto ótimo, não prejudicando o consumo específico das máquinas e nem o custo de O&M;
- Em período sem incidência solar: operação dentro do range de 70 a 100% da capacidade da máquina, conforme Tabelas 01 e 02.

Para o dimensionamento do BESS também foram consideradas as características técnicas da solução, tais como a sua eficiência e degradação. De modo a obter uma melhor relação custo-benefício da solução e otimização da vida-útil e sistema de resfriamento, considerou-se a limitação na corrente máxima de carga ou descarga do BESS, de forma obter uma relação de 50% entre a capacidade da bateria e a potência dos inversores (tempo mínimo para carga ou máximo para descarga em duas horas – 0,5C), além de outros fatores expostos no **APÊNDICE II** deste documento.

Ademais, foram consideradas as limitações de área da localidade para a energia solar FV, conforme detalhado no **PRODUTO 5**, ficando limitada em 16,25 MWp, já o sistema de armazenamento de energia ficou disposto de forma ilimitada visando alcançar o melhor ponto

de operação para esse dimensionamento proposto, tanto no cenário cinza, quanto no cenário verde.

Com relação a viabilidade econômica, como Fernando de Noronha é alvo de um agente que atua tanto na distribuição, quanto na geração, não tendo sido alvo de um leilão, como outras localidades, será realizada uma avaliação de fluxo de caixa de projeto, no horizonte de 25 anos, considerando como custos:

- CAPEX do sistema de armazenamento;
- Re-CAPEX do sistema no 10º ano e no 20º ano;
- O&M do sistema.

Como benefícios, considerou-se:

- Custo com combustível evitado;
- O&M variável evitado.

Ainda, conforme realizado para Sacambu, para as análises, serão avaliados dois cenários, para os quais as premissas podem ser encontradas no **Apêndice II**:

- **Cenário Verde:** cenário com situação favorável para renováveis, com menores valores de CAPEX e desfavorável para fósseis, com custos mais elevados de combustível e menor eficiência de máquinas;
- **Cenário Cinza:** cenário desfavorável para renováveis, com maiores valores de CAPEX e favorável para fósseis, com custos reduzidos de combustível e maior eficiência de máquinas;

Ainda, dentro destes cenários, considerou-se um modelo baseado em otimização de custos, para o qual o sistema buscava a penetração renovável ótima do ponto de vista de custos globais e um segundo buscando uma penetração energética de 65% renovável no primeiro ano, com intervalo de 2 pontos percentuais para mais ou para menos.

Para contemplar o impacto ambiental das soluções, também foi considerada a emissão de CO₂ ao longo do prazo contratual.

Cabe salientar a necessidade de automatização da UTE Tubarão a fim de otimizar a operação do sistema híbrido com ou sem armazenamento, custos não considerados neste estudo.

4.5. DIMENSIONAMENTO DA SOLUÇÃO DE HIBRIDIZAÇÃO

Com base nas simulações detalhadas no **CAPÍTULO 4.4**, observou-se, conforme **Erro! Fonte d e referência não encontrada.**, que todos os cenários avaliados recomendaram a inclusão da fonte solar fotovoltaica próximo ou até o limite de área disponível, ou seja, a instalação de 16.250 kWp. Desta forma, os cenários diferem, principalmente, na inclusão de diferentes capacidades de armazenamento.

TABELA 10 - CENÁRIOS DE HIBRIDIZAÇÃO PARA A LOCALIDADE DE FERNANDO DE NORONHA/PE.

	Solar FV (kWp)	BESS (kWh)	Penetração renovável ano 1 (%)	Penetração renovável média (%)
Verde limitado pela área disponível	16.250,00	31.935,00	73,94%	49%
Verde limitado pela área disponível para 65% de penetração	16.250,00	22.900,00	65,01%	46%
Cinza limitado pela área disponível	16.250,00	13.800,00	55,13%	42%
Cinza limitado pela área disponível para 65% de penetração	15.699,00	23.215,00	65,00%	45%

É importante entender que essa penetração renovável poderá ser montante reduzido ao longo dos anos tendo como base a degradação solar e do BESS e, principalmente devido ao crescimento de consumo de Fernando de Noronha de em média 4,4% a.a., patamar de crescimento este que se mantido ao longo dos anos, levará a uma grande dificuldade de manutenção de graus elevados de geração renovável, principalmente levando em consideração a limitação de área disponível para ampliação dessas fontes. Assim sendo, para redução da participação fóssil na localidade, é importante que sejam realizadas iniciativas visando a redução de consumo de energia elétrica, tais como ações de conscientização e de eficiência energética.

Desta forma, observa-se que no Cenário Verde, o cenário de otimização já recomenda uma participação superior aos 65% para o cenário verde no primeiro ano, atingindo 74%, que é reduzido ao longo dos anos avaliados. Com a limitação de penetração renovável em 65%, a bateria é reduzida, limitando o CAPEX da solução.

No cenário o custo de CAPEX do BESS mais elevado (Cinza) e o percentil de crescimento do custo do diesel inferior, torna viável manter uma penetração máxima de 55%. .

Assim, a avaliação do cenário cinza limitado em 65% traz valores superiores optando por fazer a expansão renovável por meio de um maior sistema de armazenamento, aproveitando das perdas solares fotovoltaicas.

4.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise apresentada na **TABELA 11**, apresenta, uma avaliação financeira da implementação das iniciativas diretamente pela Neoenergia, responsável pela geração e distribuição na localidade, considerando a redução de custos de operação com a solução renovável, comparada ao CAPEX da implementação (detalhado da metodologia no **CAPÍTULO 4.4**). Em termos financeiros, o projeto de descarbonização apresenta grande viabilidade em todos os cenários avaliados, com taxas internas de retorno (TIR) superiores ao custo de capital ponderado estimado em 10,4%, mesmo no Cenário Cinza, com um cenário favorável para o preço dos combustíveis e desfavorável para a solução renovável.

TABELA 11 - RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA E DE EMISSÕES PARA OS CENÁRIOS DA LOCALIDADE DE FERNANDO DE NORONHA/PE.

	TIR (%)	Payback simples (anos)	VPL (R\$ mi)	CO2 evitado (ton)	Diesel evitado (L)
Verde otimizado (74%)	42%	3,9	837,8	471.810,14	147.440.667,96
Verde (65%)	45%	3,7	815,8	449.470,32	140.459.474,30
Cinza otimizado (55%)	25%	5,8	233,2	298.325,23	93.226.635,07
Cinza (65%)	22%	6,2	224,4	315.378,12	98.555.662,31

No Cenário Verde, observa-se um ponto ótimo em uma participação de 74%, possibilitando o melhor VPL. Ao optar por se reduzir esta participação para 65%, apensar de haver uma melhor na TIR e no payback, há uma redução do VPL gerado.

Já no Cenário Cinza, observa-se o melhor resultado financeiro, tanto sob a ótica da TIR, quanto do payback e VPL em uma participação renovável de 55%. No cenário onde a participação é acrescida até 65%, há uma piora do resultado econômico, demonstrando que não há uma linearidade entre a economia gerada e o aumento da participação renovável.

Pode-se afirmar que, haja vistos resultados consideravelmente superiores ao custo de capital, há grande possibilidade de implementação de mecanismos de compartilhamento de

ganhos entre o empreendedor e a sociedade, revertendo parte dos benefícios para a modicidade tarifária.

Ainda, a solução poderia evitar mais de 140 milhões de litros de diesel ao longo dos 25 anos, que além da complexidade e custos elevados atribuídos a logística para a ilha, do ponto de vista ambiental, evitariam a emissão de mais de 449 mil toneladas de CO₂, possibilitando inclusive a avaliação de ganhos adicionais advindos de créditos de carbono, ou otimização de custo de capital com a emissão de títulos verdes.

4.7. PRINCIPAIS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Primeiramente, chama a atenção o crescimento da carga da ilha a patamares de 4,4% a.a., além de ter tido no último ano segundo a distribuidora um crescimento próximo dos 8%, consideravelmente superiores aos valores observados no SIN, crescimento este que pode se tornar desafiador no longo prazo. Assim, independente de soluções de geração renováveis, devem-se ser fomentadas iniciativas de eficiência energética e de conscientização dos usuários na ilha, de modo a reduzir estas taxas de crescimento no médio e longo prazo.

Vale destacar que em conversas ao longo da visita técnica, foi relatado por alguns funcionários de pousadas que, por se tratar de uma região com foco em turismo de poder aquisitivo alto e assim, alto nível de exigência de conforto, existem gastos elevados com energia elétrica que poderiam ser evitados. Um exemplo foi o uso de ar-condicionado mesmo com o quarto vazio, para que o hóspede possa sempre ter uma temperatura ambiente agradável quando entrar no quarto.

Tal disparidade, também se deve ao fato de que a tarifa de energia elétrica de localidades isoladas possui paridade com as localidades interligadas ao SIN, mesmo com patamares superiores de gasto, principalmente por razões sociais. Assim, não há sinal compatível de preço para que haja economia por parte dos usuários, já que estes custos superiores são absorvidos pela Conta de Custeio de Combustíveis (CCC).

Com relação aos resultados das análises, evidencia-se a alta atratividade do investimento em fontes renováveis, mesmo em condições adversas, com altos valores de CAPEX e baixos níveis de preço dos combustíveis (Cenário Cinza). Por outro lado, a restrição de espaço na localidade e critérios ambientais, tornam o atendimento em patamares

superiores a 65% renovável, bastante complexos, principalmente quando se leva em consideração o aumento da carga ao longo dos anos.

Ainda, por se tratar de patamares de remuneração consideravelmente altos, se comparados ao custo de capital, seria possível a implementação de mecanismos de compartilhamento de ganhos entre o empreendedor e a sociedade, revertendo parte dos benefícios da descarbonização para a modicidade tarifária.

Por fim, dada complexidade de Fernando de Noronha, principalmente devido a restrições ambientais, logísticas e de área disponível, recomenda-se a elaboração de estudos de planejamento mais detalhados, contemplando pelo menos os seguintes pontos:

- Mapeamento exaustivo das alternativas de atendimento assim como foi realizado pela EPE em 2021, porém de forma efetiva em campo validar as capacidades que cada fonte realmente poderá ser empregada nos dias atuais e as medidas progressivas que cada uma pode ser implementada, considerando:
 - Com foco em solar FV, a confirmação *in-loco* da área de telhado instalável e do potencial de instalação de novas usinas de solo;
 - Mapeamento do potencial de geração eólica, considerando restrições ambientais e de logística, principalmente levando em considerações questões sociais e ambientais;
 - Aproveitamento de outras fontes alternativas disponíveis na ilha, como resíduos sólidos, entende-se que o consumo de energia por si só não seria mantido por essa fonte, mas poderia ser um viés, principalmente pelo fato da redução do custo logístico de envio de boa parte dos resíduos gerados na ilha até o continente ao ser feito o reaproveitamento de parte para geração de energia.
- Avaliar a possibilidade (potenciais custos e ganhos) da desverticalização do serviço de energia elétrica em Fernando de Noronha, visando maior liberalização de mercado e fomento de mecanismos competitivos na geração, mantendo a característica de monopólio natural apenas na distribuição, conforme modelo econômico adotado em demais localidades isoladas e no SIN.
- Desenvolvimento de plano de desenvolvimento energético e de descarbonização gradual, contemplando:

- Mecanismos de incentivo a geração distribuída e de armazenamento, a serem instalados tanto pela responsável pela geração e distribuição, quanto pelos consumidores;
- Fomento a ações de eficiência energética e de conscientização dos consumidores, visando reduzir o aumento da carga;
- Eventuais alterações de infraestrutura necessárias para expansão da geração renovável, como ajustes na infraestrutura elétrica de distribuição, subestações, ou mesmo ampliação de infraestrutura portuária.

REFERÊNCIAS

ANP. **Painel dinâmica de preços de revenda e distribuição de combustíveis**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibGM0NDhhMTUtMjQwZi00N2RlLTk1M2UtYjYkxZTIkNzYzE5IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzYkxMyJ9>

ANEEL. **PowerBI Geração Distribuída**. Acesso em: 22/02/2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibGM0NDhhMTUtMjQwZi00N2RlLTk1M2UtYjYkxZTIkNzYzE5IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzYkxMyJ9>

CRESESB. **Atlas Solarimétrico Brasileiro – 2ª Edição**. 2017.

CRESESB. **SunData V3.0**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>.
Acesso em: 11/11/2022.

NEWCHARGE E GREENER. **Estudos Estratégico do Mercado de Armazenamento de Energia no Brasil**. 2021.

IPEA. **Emissões Relativas de Poluentes do Transporte Motorizado de Passageiros nos Grandes Centros Urbanos Brasileiros**. 2011.

CHUBB. **Geradores Eólicos: Conheça sobre sua exposição e potenciais sinistros**. 2018.

ENEL GREEN POWER. **Energia Eólica**. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-eolica/helice-eolica>

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Sistemas Isolados: Fernando de Noronha. Identificação das Alternativas de Suprimento – Avaliação de Médio e Longo Prazo**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identificacao%20Potencial%20Noronha.pdf. Acesso em: [insira a data de acesso].

APÊNDICE I – ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO (RESUMO)

1 Inexistência de regulamento jurídico específico

- 1.1 Inexiste regulamento jurídico específico para implementação de sistemas de armazenamento de energia no Brasil.
- 1.2 Pesquisa em fonte de consulta a projetos de lei na Câmara dos Deputados e no Senado Federal resultou na identificação de apenas um projeto de lei que visa suprir essa lacuna: Projeto de Lei nº 1224/2022 (“PL”). Referido PL foi apresentado na Câmara dos Deputados, em 11/05/2022, com o objetivo de regulamentar a atividade de armazenamento de energia no SIN (por diferentes tecnologias, como baterias e hidrelétricas reversíveis), aplicável unicamente para fontes renováveis (art. 8º). Atualmente, o PL encontra-se sob análise da Comissão de Minas e Energia (CME).
- 1.3 Aspectos relevantes do PL:
 - a) sujeitaria a instalação de sistemas de armazenamento conectados ao SIN à autorização e desde que o sistema não seja superior à do sistema gerador (art. 3º);
 - b) sistemas de armazenamento com potência igual ou inferior a 5.000 quilowatts-pico (kWp) seriam isentos de outorga de autorização, mas devem ser comunicados ao poder concedente (art. 3º, §1º);
 - c) sobre a injeção de energia armazenada na rede, a energia injetada em quilowatt-hora (kWh) deverá ocorrer em horário previsto em regulamentação da ANEEL e se transformará em créditos kWh, podendo ser resgatados em até 5 anos e utilizado nos horários de baixa demanda (art. 6º);
 - d) sujeitaria a injeção de energia armazenada dentro do horário da tarifa verde ou fora do horário previsto pela ANEEL à multa (art. 5º).

2 Esforços de adequação regulatória pela ANEEL

- 2.1 A ANEEL está em processo de elaboração regulatória para implantação de sistemas de armazenamento no SIN.
- 2.2 Por meio da Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, a ANEEL instaurou a Tomada de Subsídios nº 011/2020 “para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional – SIN”. Dentre as questões formuladas, inclui-se:
 - a) a caracterização dos recursos de armazenamento de energia elétrica (como, por exemplo, a necessidade ou não de Resolução da ANEEL estabelecer uma definição exaustiva para tecnologias de armazenamento e quais configurações deveriam ser autorizadas pela regulação);
 - b) o processo de outorga (como, por exemplo, quais seriam as alterações necessárias no processo de outorga para que a instalação de recursos de armazenamento por geradores, transmissores, distribuidores ou individualmente).
- 2.3 Nota Técnica nº 137 /2022-SRG/ANEEL, de novembro de 2022, consolidou as contribuições recebidas e propôs Roadmap Regulatório para a elaboração pela ANEEL de regulamentação sobre armazenamento de energia elétrica entre 2023 e 2027. No 1º ciclo (2023 e 1º semestre de 2024), a ANEEL pretende, dentre outros, analisar questões relacionadas à outorga e a ajustes para retirada de barreiras regulatórias, como leilões de capacidade e para sistemas isolados.

3 Legislação regulamentadora do Setor Elétrico

3.1 Geração Distribuída

- 3.1.1 A Resolução ANEEL nº 482/2012 estabeleceu pela primeira vez o sistema de compensação de energia elétrica para estabelecer condições de acesso para microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Posteriormente, para, dentre outros, melhoria da segurança jurídica, a Lei nº 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).
- 3.1.2 Algumas modificações trazidas pela Lei nº 14.300/2022 incluem a introdução do conceito de fontes despacháveis. Fontes despacháveis compreendem, dentre outros, as fontes de geração fotovoltaica, limitadas a 3 megawatts (MW) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto (art. 1º, inciso IX).
- 3.1.3 O art. 2º da referida lei obriga as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica a atenderem “às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares”.

3.2 Normas SISOL

- 3.2.1 Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022, que estabelece procedimentos para a adequação das instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação, necessários à interligação de Sistemas Isolados ao SIN e os critérios para adição de unidades geradoras de fonte renovável em centrais geradoras nos Sistemas Isolados. A Resolução permite que a vendedora adicione à central geradora existente sistema de armazenamento posteriormente à outorga, contratação e instalação de central geradora, caso previsto no Edital e/ou no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados – CCESI e desde que asseguradas as condições do respectivo Edital, o produto contratado e os montantes mínimos de potência e energia estabelecidos no respectivo CCESI (art. 59). Neste caso, deverá solicitar a autorização para implantação do sistema de armazenamento à ANEEL (art. 59, parágrafo único) e atender aos requisitos técnicos da distribuidora (art. 62).
- 3.2.2 Necessário verificar eventual existência de previsão nesse sentido nos Editais e CCESIs relativos aos empreendimentos que compõem os estudos de caso.

4 Regulação ambiental

4.1 Licenciamento Ambiental

- 4.1.1 A implantação de sistemas de armazenamento eletroquímico no contexto de empreendimentos de geração de energia elétrica é fonte geradora de potenciais riscos ambientais. Isto porque as tecnologias adotadas podem implicar, dentre outros, riscos de contaminação por elementos químicos (risco à saúde humana e/ou a recursos naturais). Análise sobre natureza, grau e probabilidade de impacto ambiental (inclusive positivo, como redução de emissões, facilitação de inserção de fontes renováveis e mitigação de alterações de uso do solo) para orientar a definição de critérios de avaliação de risco devem ser objeto de estudos técnicos, o que está fora do escopo de análise legal/regulatória.
- 4.1.2 No entanto, inexistente norma CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) específica sobre licenciamento ambiental para projetos envolvendo esta solução ou contemplando requisitos e

condicionantes correlatos. Ainda, a Resolução CONAMA nº 279/2001, que estabelece processo de licenciamento ambiental simplificado para empreendimentos de geração de energia elétrica com baixo potencial de impacto ambiental, incluindo usinas hidrelétricas, termoelétricas, sistemas de transmissão e outras fontes alternativas, não menciona sistemas de armazenamento.

- 4.1.3 Consoante regras de competência legislativa em matéria ambiental, na ausência de normas gerais, estados e municípios, ou seus órgãos ambientais face a requerimentos de licenciamento ambiental de empreendimentos determinados, podem estabelecer procedimentos e condicionantes específicos. Isto pode resultar em assimetria quanto às exigências de controle ambiental relacionadas a uma mesma tecnologia em diferentes regiões/localidades. Portanto, apresenta-se relevante o estabelecimento de regras/diretrizes gerais pelo CONAMA.
- 4.1.4 Necessário verificar normas estaduais sobre licenciamento ambiental relativamente às localidades onde instalados os empreendimentos que compõem os estudos de caso e eventual existência de previsão de disposições sobre sistemas de armazenamento.

4.2 Gestão de Resíduos Sólidos

- 4.2.1 A Lei nº 12.305/2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), obriga os fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes de baterias a estruturar e implementar sistemas de logística reversa (art. 33, inciso II).
- 4.2.2 A Resolução CONAMA nº 401/2008 ("Resolução") estabelece os limites máximos de chumbo, cádmio e mercúrio para pilhas e baterias comercializadas no território nacional e os critérios e padrões para o seu gerenciamento ambientalmente adequado. A Resolução obriga os fabricantes e importadores de baterias e acumuladores, entre outros, submeter à autoridade ambiental competente um plano de gestão de baterias que abranja o destino ambientalmente correto dos produtos; garantir que baterias e pilhas portáteis, pilhas-botão e pilhas miniatura cumpram níveis máximos de mercúrio, cádmio e chumbo (como até 0,0005% em peso de mercúrio para pilhas e acumuladores portáteis); e realizar estudos para substituir as substâncias potencialmente perigosas contidas nas baterias e acumuladores ou reduzir seu conteúdo aos valores tecnologicamente mais baixos possíveis. Além disso, os fabricantes e importadores de produtos que incorporam baterias e acumuladores devem informar os consumidores sobre como proceder com a remoção dessas baterias e acumuladores após seu uso, permitindo seu descarte separadamente dos dispositivos. A Resolução também exige que os comercializadores de baterias e acumuladores, entre outros, recebam baterias usadas.
- 4.2.3 A Instrução Normativa IBAMA 8/2012 estabelece diversas obrigações para fabricantes nacionais e importadores sobre o controle do recebimento e da destinação final de pilhas e baterias ou produto que as incorporem. Por exemplo, fabricantes e importadores devem se registrar no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras (CTF/APP), apresentar um plano de gerenciamento de baterias ao IBAMA junto com o Relatório Anual de Atividades, e relatar no Relatório Anual de Atividades, dentre outros, (a) a quantidade, peso (em quilogramas), e tipo ou modelo de baterias usadas ou inutilizáveis, recebidas e enviadas a um destino ambientalmente adequado; (b) a empresa responsável pelo destino ambientalmente adequado das baterias; e (c) o tipo de destino, seja ele reutilizado, reciclado, tratado ou descarte final.
- 4.2.4 No Estado de Pernambuco, a Lei nº 15.034/2013 prevê o registro da compra, venda ou troca de baterias e certos transformadores (destinados à reciclagem). O registro deve incluir, entre outros, a data da venda, compra ou troca e detalhes sobre a quantidade e origem dos produtos. Referida lei se aplica às empresas que comprem, vendem, reciclam, processam, fundem ou beneficiam cobre, alumínio, baterias ou certos transformadores.
- 4.2.5 Necessário verificar a existência de acordos setoriais e suas eventuais disposições sobre descomissionamento/descarte/reciclagem de componentes.

5 **Regulação de Produtos**

- 5.1** A Portaria INMETRO 140/2022 (“Portaria”) aprova o Regulamento Técnico consolidado da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
- 5.2** A Portaria aplica-se às empresas que fabricam, importam ou colocam no mercado (distribuição ou comercialização) equipamentos para geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos listados, tais como baterias para uso em sistemas fotovoltaicos usando chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, lítio-íon, sódio cloreto de níquel, fluxo ou outras exigindo ou não um sistema de gerenciamento integrado (BMS).
- 5.3** Referida Portaria estabelece:
- a) os requisitos obrigatórios de segurança para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos listados nela;
 - b) os requisitos para a realização de avaliação de conformidade desses equipamentos em seu Anexo II;
 - c) que equipamentos para geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos ali listados devem, dentre outros, ser registrados no INMETRO, apresentar o Selo de Identificação de Conformidade, na forma do Selo Nacional de Conservação de Energia (ENCE) previsto no Anexo III da Portaria, concedido após aprovação do processo de certificação pelo INMETRO, e atender aos requisitos de qualidade técnica relativos à segurança e eficiência, conforme estabelecido no Anexo I da Portaria.

APÊNDICE II – PREMISSAS PARA SIMULAÇÕES

Premissa	Valor	Fonte
Curva de carga considerada	Conforme dados recebidos do empreendedor. Para Fernando de Noronha, foi considerada a carga do ano de 2019, acrescida de um crescimento de 4,4% a.a.	Empreendedor
Prazos contratuais	Para Sacambu, avaliou-se novos contratos em linha com proposta no Produto 5 • PPA de 20 anos para a parcela renovável; • PPA de 5 anos para a parcela fóssil, com recontratação ao longo dos 20 anos; Para Oiapoque, considerou-se a amortização do investimento em 20 anos; Para Fernando de Noronha, considerou-se a vida-útil da solar FV como prazo de amortização, ou seja, 25 anos.	Conforme Produto 5
Eficiência das máquinas	Apesar dos valores recebidos do empreendedor, de 245 L/MWh, considerou-se o intervalo de dados apresentados pela EPE, para demonstrar a sensibilidade dos valores.	N/A

Premissa	Valor	Fonte
Preço do diesel (R\$/L)	R\$ 6,94/L	ANP, 2022. Dados de revenda médios na região norte em 01/10/2022.
Taxa de inflação média esperada	5,2% a.a.	Média desde 2017.
Taxa mínima de atratividade	10,4% a.a.	IPCA + 5,2% (considerando uma participação de capital de terceiros de 50% com linhas de financiamento de fundos constitucionais para composição). No entanto, em nenhuma das simulações foi considerada alavancagem efetiva.
OPEX Sistema Fotovoltaico (% CAPEX a.a.)	2%	EPE, 2021.
Recapex FV no 10º ano (% CAPEX)	15%	EPE, 2021.
OPEX Sistema de armazenamento (% CAPEX a.a.)	1%	EPE, 2021.
Recapex armazenamento no 10º ano (% CAPEX)	8%	Fornecedores.
Degradação fotovoltaica média	0,5%	EPE, 2021.
Emissão de CO ₂ do diesel (kg/L)	3,2	IPEA, 2011.
Cenários para avaliação de sensibilidade		
Cenário Verde (Considerando melhor)	RFTerm: R\$ 497 mil/ano	Dados recebidos da EPE para análises do Produto 5.
	O&M Var: R\$ 50/MWh	

Premissa	Valor	Fonte
cenário renovável e pior cenário diesel)	Fator i: R\$ 280 L/MWh	Análises do Produto 5.
	Plog: R\$0,6/L	
	Inflação diesel: IPCA + 4,3% a.a.	
	CAPEX Solar FV: R\$ 3.478/kWp	
	CAPEX BESS: R\$ 2.715/kWh	
Cenário Cinza (Considerando pior cenário renovável e melhor cenário diesel)	RFTerm: R\$ 355 mil/ano	Dados recebidos da EPE para análises do Produto 5.
	O&M Var: R\$ 30/MWh	
	Fator i: R\$ 200 L/MWh	
	Plog: R\$0,4/L	
	Inflação diesel: IPCA	Análises do Produto 5.
	CAPEX Solar FV: R\$ 4.090/kWp	
	CAPEX BESS: R\$ 3.936/kWh	

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Relatório com definição das soluções técnicas inovadoras e duráveis
de usinas híbridas – Produto 14