

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Paulo Mota Henriques

**Suprimento sustentável de energia de curto, médio e longo prazos para a ilha  
de Fernando de Noronha utilizando Portfólio de Geração Renovável**

Belo Horizonte  
2024

Paulo Mota Henriques

**Suprimento sustentável de energia de curto, médio e longo prazos para a ilha de Fernando de Noronha utilizando Portfólio de Geração Renovável**

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração.

Orientador: Prof. José Henrique Martins Neto

Belo Horizonte  
2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

### ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Aos nove dias do mês de agosto de 2024, às 10h30min, o estudante Paulo Mota Henriques, matrícula 2022689911, defendeu o Trabalho intitulado “**Estudo de Caso: Suprimento sustentável de energia de curto, médio e longo prazos para a ilha de Fernando de Noronha utilizando Portfólio de Geração Renovável**” tendo obtido a média 90 (noventa).

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

**Nota: 90** (Noventa)

**Orientador:** Prof. Dr. José Henrique Martins Neto

**Nota: 90** (Noventa)

**Examinador:** Prof. Dr. Victor Flores Mendes



Documento assinado eletronicamente por **José Henrique Martins Neto, Usuário Externo**, em 03/09/2024, às 07:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 04/09/2024, às 15:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3448647** e o código CRC **294E4E1F**.

### INSTRUÇÕES

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a orientação competente do Prof. Dr. José Henrique Martins Neto e do Coordenador do Curso Prof. Dr. Victor Flores Mendes, em nome de quem estendo o meu agradecimento a todo o excelente corpo Docente da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Agradeço à Fátima Carvalho, Secretária de Curso, pelo trabalho, suporte e cuidado, em nome de quem estendo o meu agradecimento a todo o pessoal envolvido na administração e organização do curso de especialização.

Agradeço, também, a todos os Colegas de Curso que, pela determinação e compartilhamento de experiências, agregaram muito conhecimento durante todo o transcorrer da Especialização.

Agradeço a minha família, especialmente a Marta, a Elisa e ao Daniel, pelo estímulo, incentivo e compreensão, tendo em vista a demanda de muitas horas de estudo, pesquisa e dedicação.

Por fim, agradeço a Deus pelo sustento, pela energia, pela vida e pela oportunidade concedidas ao longo deste processo desafiador e edificante.

## **RESUMO**

O objetivo deste trabalho é analisar através de um Estudo de Caso (EC) alternativas para o suprimento sustentável de energia elétrica em curto, médio e longo prazos para a ilha de Fernando de Noronha (sistema isolado), a partir da proposição de um Novo Portfólio de Geração Renovável (NPGR) e da eliminação da dependência atual de geração de energia com óleo diesel. Para tal, propõe-se a utilização de geração renovável variável como fonte primária prioritária e a utilização de geração termoelétrica com biocombustível como fonte secundária firme (energia que pode ser produzida por determinada fonte de geração de energia, sem risco de não atendimento a montantes contratados de energia), com potência disponível para o atendimento da demanda de energia. Foi considerada a associação de geração eólica, solar fotovoltaica e armazenamento no arquipélago para permitir a máxima participação possível na composição de fontes primárias renováveis no atendimento à demanda diária de energia e a complementariedade de uma geração térmica renovável de base com a utilização de biocombustível em Fernando de Noronha.

Neste sentido este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) utilizará como principais indicadores de viabilidade técnico-econômica e de sustentabilidade, decorrentes de análises e simulações, o Custo Nivelado de Energia (“Levelized Cost of Energy” - LCOE) e o volume de emissão de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), dentre outros, indicadores e conceitos.

De forma inovadora do ponto de vista metodológico, foi utilizado nas análises e simulações a máxima individualização de cada unidade geradora (“Segmentação por Unidades Geradoras”), para cada tipo de fonte que compõe o portfólio, buscando melhorar a representatividade e assertividade dos resultados na proposição do chamado Novo Portfólio de Geração Renovável (NPGR) para Fernando de Noronha. O modelo de “Segmentação por Unidade Geradora” associado a utilização de um aplicativo de simulação (HOMER PRO) permitiu uma avaliação mais precisa para o atendimento à dimensão “Flexibilidade” no planejamento operativo do sistema elétrico, além do atendimento aos critérios de suprimento (“ou produtos”) “Energia” e “Potência” na formação do NPGR para Fernando de Noronha.

**Palavras-chave:** Novo Portfólio de Geração Renovável (NPGR); Fernando de Noronha; LCOE; Emissão de CO<sub>2</sub>; Geração Renovável Variável; Geração Firme; Segmentação de Geração; Geração Eólica Onshore e Offshore; Geração Solar Fotovoltaica; Geração Termoelétrica com Etanol; Biocombustível; Geração Térmica com Óleo Diesel; Sistema de Armazenamento; Baterias; arquipélago e ilha de Fernando de Noronha; EPE.

## **ABSTRACT**

The objective of this work is to analyze, through a Case Study (CS), alternatives for the sustainable supply of electricity in the short, medium and long term for the island of Fernando de Noronha (isolated system), based on the proposal of a New Renewable Generation Portfolio (NPGR) and the elimination of the current dependence on power generation with diesel oil. To this end, it is proposed to use variable renewable generation as a priority primary source and the use of thermoelectric generation with biofuel as a firm secondary source (energy that can be produced by a given power generation source, without the risk of not meeting contracted amounts of energy), with power available to meet the energy demand. The association of wind, solar photovoltaic and storage generation in the archipelago was considered to allow the maximum possible participation in the composition of renewable primary sources to meet the daily energy demand and the complementarity of a renewable thermal generation base with the use of biofuel in Fernando de Noronha. In this sense, this Final Course Work (TCC) will use as the main indicators of technical-economic feasibility and sustainability, resulting from analyses and simulations, the Levelized Cost of Energy (LCOE) and the volume of Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions, among other indicators and concepts.

In an innovative way from a methodological point of view, the individualization of each generating unit (“Segmentation by Generating Units”) was used in the analyses and simulations, for each type of source that makes up the portfolio, seeking to improve the representativeness and assertiveness of the results in the proposal of the so-called New Renewable Generation Portfolio (NPGR) for Fernando de Noronha. The “Segmentation by Generating Units” model associated with the use of a simulation application (HOMER PRO) allowed a more precise assessment to meet the “Flexibility” dimension of the electrical system, in addition to meeting the supply (“or products”) criteria “Energy” and “Power” in the formation of the NPGR for Fernando de Noronha.

**Keywords:** New Renewable Generation Portfolio (NPGR); Fernando de Noronha; LCOE; Variable Renewable Generation; Firm Generation; Generation Segmentation; Onshore and Offshore Wind Generation; Photovoltaic Solar Generation; Thermoelectric Generation with Ethanol; Biofuel; Thermal Generation with Diesel Oil; Storage System; Batteries, archipelago and island of Fernando de Noronha; EPE.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Previsão das dimensões “Energia” e “Potência”. Fonte: Autoria Própria .....	19
Figura 2: Áreas Protegidas em Fernando de Noronha. Fonte: [EPE1, 21] .....	22
Figura 3: Regiões tecnicamente viáveis para a exploração de energia eólica no mar e velocidade do vento a 100m de altura. Fonte: [EPE1, 21].....	23
Figura 4: Distâncias entre áreas potenciais para implantação de geração eólica Offshore com base fixa e Ponto de Conexão em Fernando de Noronha. Fonte: Google Maps e Autor. ....	24
Figura 5: Análise da Carga EPE (2025-2030) x geração de energia UTE Tubarão (2024). Fonte: Autoria Própria.....	29
Figura 6: Energia Consumida e Demandas Média e Máxima EPE x Portfólio de Geração Atual de Fernando de Noronha no período 2025-2030. Fonte: Autoria Própria.....	34
Figura 7: Energia Produzida pela UTOD e UFV1 de 2025-2030 .....	35
Figura 8: Principais Resultados do Portfólio Atual de Geração de 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.....	37
Figura 9: Resultados de geração de energia solar a partir do incremento contínuo de potência sem armazenamento para Caso Base 2025. Fonte: Autoria Própria.....	39
Figura 10: Resultados de geração de energia solar sem armazenamento para o Caso Base 2025. Fonte: Autoria Própria. ....	40
Figura 11: Capacidade Viável de geração de energia solar sem armazenamento em Noronha para o período 2025-2029. Fonte: Autoria Própria. ....	40
Figura 12: Resultados do NPGR 2025-2029. Fonte: Autoria Própria. ....	45
Figura 13: Representação gráfica dos resultados do Caso Base 2025 com a entrada de UFV2 (4.000kW) e da UTET1 (1.300kW). Fonte: Autoria Própria. ....	46
Figura 14: Especificações das turbinas Vestas modelo V112-3.3 MW. Fonte: [VES, 24] .....	47
Figura 15: Curva de Potência da turbina Offshore Vestas modelo V112-3.3 MW. Fonte: [VES, 24] e Autoria Própria. ....	48
Figura 16: Evolução Comparativa do Fator de Capacidade e LCOE para turbinas eólicas Onshore e Offshore. Fonte: [DES, 23] .....	49
Figura 17: Representação gráfica da contribuição de novas unidades de geração do NPGR para o atendimento a carga de 2030-2040. Fonte: Autoria Própria. ....	49
Figura 18: Resultados do NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria. ....	50

Figura 19: Modelo conceitual de contribuição das diversas fontes para o NPGR 2030- 2050. Fonte: Autoria Própria.....	52
Figura 20: Resultados da Proposta Final NPGR 2030-2050. Fonte: Autoria Própria.....	54
Figura 21: Evolução dos Resultados NPGR 2025-2050 (LCOE e Emissão CO2). Fonte: Autoria Própria.....	55
Figura 22: Resultados NPGR 2025-2030 e 2030-2050 (Combustível). Fonte: Autoria Própria. ....	56
Figura 23: Comparativo LCOE do NPGR x Geração Termoelétrica. Fonte: Autoria Própria.	57
Figura 24: Dessalinizador de água do mar por Osmose Reversa de Fernando de Noronha. Fonte: Site noronha.pe.gov.br.....	66
Figura 25: Processo de Dessalinização tecnologia MED. Fonte: [MAR, 18].....	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Previsão de Energia e Demandas Média e Máxima de Fernando de Noronha no período de 2025 a 2050. Fonte: Autoria Própria .....	20
Tabela 2: Prazos médios das etapas de implantação de Offshore. Fonte: [EPE1, 20] .....	25
Tabela 3: Unidades de Geradores Diesel da UTE Tubarão 2024. Fonte: Autoria Própria. ...	28
Tabela 4: Principais resultados para UTE Tubarão como geração única de 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.....	32
Tabela 5: Potência da Unidades de Geração Térmica a Óleo Diesel (UTOD) e Potência Geração Solar Centralizada 2025. Fonte: Autoria Própria.....	35
Tabela 6: Comparativo de Resultados do Portfólio de Geração Existente em Noronha de 2025-2029: Caso EPE x UTODs individualizadas x Caso Base com UFV1. Fonte: Autoria Própria. ....	36
Tabela 7: Resultados comparativos de simulações variando os valores de potência adicionais de geração solar (UFV 2) no Portfólio de Geração para o período 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.....	38
Tabela 8: Indicação de cronograma para ampliação da geração solar no período 2026-2031. Fonte: Autoria Própria.....	41
Tabela 9: Resultados do NPGR 2025-2029 com o acréscimo de uma UFV2 (4.000kW) e de uma UTET1 (1.300 kW). Fonte: Autoria Própria.....	44
Tabela 10: Evolução dos resultados do Portfólio de Geração 2025-2029 para o NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria. ....	50
Tabela 11: Energia Consumida, Energia Produzida e Energia Excedente no NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria. ....	52
Tabela 12: Resultados da Proposta NPGR Final 2030-2050. Fonte: Autoria Própria. ....	54
Tabela 13: Evolução dos resultados do Caso Base TCC 2025 até a NPGR Final de 2025-2050. Fonte: Autoria Própria. ....	55
Tabela 14: Evolução dos resultados para o NPGR de 2025-2029, 2030-2040 e 2030-2050. Fonte: Autoria Própria.....	57
Tabela 15: Resultados do NPGR para o período 2030-2050 com a análise de sensibilidade com redução de carga de 20% (gestão pelo lado da demanda). Fonte: Autoria Própria. ....	59

## LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS (ORDEM ALFABÉTICA)

**ACRméd** - valor do custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica

**BATx** - denominação dada aos sistemas de armazenamento com baterias elétricas do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de armazenamento)

**CAPEX** - Valor total do investimento a ser realizado em reais.

**CCC** - Conta Consumo Combustível

**CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia. A CCEE atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro.

**CELPE** - A Companhia de Eletricidade de Pernambuco. Concessionária de Distribuição de Energia controlada pela Neoenergia.

**CEPEL** - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

**Segmentação por Unidades Geradoras** - modelo que utiliza nas simulações a individualização de cada unidade geradora, para cada tipo de fonte, que compõe o portfólio de geração de suprimento de um sistema elétrico de potência.

**CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética

**CO<sub>2</sub>** - Dióxido de Carbono

**Coefficiente k de Weibull** - É uma medida da distribuição de longo prazo das velocidades do vento. O parâmetro k está definido de 0 a  $+\infty$  e é adimensional. É chamado de declividade de Weibull pois determina a declividade da função de distribuição acumulada plotada em um papel de probabilidade Weibull. Do ponto de vista estatístico k é o parâmetro de forma.

**Combustível Portfólio** - Volume anual de combustível (óleo diesel) consumido pela UTE Tubarão em litros/ano.

**EC** - Estudo de Caso

**ECMWF** – Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)

**EOLx** - denominação dada as unidades de geração Eólicas Offshore do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de geração)

**Energia (Produto)** - A energia elétrica é uma forma de energia gerada pelo movimento de partículas carregadas, como os elétrons, através de um condutor. Ela é essencial para o funcionamento de diversos aparelhos e sistemas em nosso dia a dia, e sua versatilidade permite que seja convertida em outras formas de energia, como luz, calor e movimento. A energia elétrica é produzida em usinas que transformam diferentes tipos de energia (mecânica, química etc.) em energia elétrica, e é transportada por redes de transmissão até os consumidores.

**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

**Fator de autocorrelação de 1 hora** - Uma medida da aleatoriedade da velocidade do vento de hora em hora

**Flexibilidade (Sistema elétrico)** - Em termos de energia elétrica, flexibilidade refere-se à capacidade de um sistema elétrico ajustar a geração e o consumo de eletricidade em resposta a variações na demanda ou na oferta, de forma a garantir a segurança do abastecimento e otimizar os custos e a eficiência do sistema. Essa capacidade de adaptação pode envolver tanto o lado da oferta (geração) quanto o lado da procura (consumo).

**Força de padrão diurno** - Uma medida de quão fortemente a velocidade do vento depende da hora do dia

**FV** - Geração Fotovoltaica

**GD** - Geração Distribuída

**GHI** - Irradiação Horizontal Global (“Global Horizontal Irradiation”)

**GNL** - Gás Natural Liquefeito

**H2V** - Hidrogênio Verde

**HOMER PRO** - Aplicativo de simulação Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources desenvolvido pela NREL

**Hora de pico de velocidade do vento** - A hora do dia que tende a ter a maior velocidade de ventos, em média

**IBGE** - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

**IRENA** - Agência Internacional para as Energias Renováveis (International Renewable Energy Agency)

**LCOE** - Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia). O custo nivelado da eletricidade é uma medida do custo presente líquido médio de geração de eletricidade para um gerador ao longo de sua vida útil. É usado para planejamento de investimentos e para comparar diferentes métodos de geração de eletricidade de forma consistente. Wikipedia (inglês).

**NEOENERGIA** - Grupo empresarial espanhol do setor de energia que atua em diversas concessões e segmentos no Brasil. Controlador da CELPE.

**NPGR** - Novo Portfólio de Geração Renovável

**NREL** - National Renewable Energy Laboratory

**NT** - Nota Técnica

**On grid** - cujo nome vem do inglês e significa “na rede”. O sistema elétrico ou instalação está conectado à rede pública de distribuição ou transmissão de energia elétrica.

**Off grid** - O sistema elétrico ou instalação está “fora da rede”, ou seja, opera de forma autônoma e sem integração à rede pública de distribuição ou transmissão de energia elétrica.

**P&D** - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL

**PASI** - Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados – EPE

**PG - Portfólio de Geração**

**Potência (Produto)** – Ou demanda de energia elétrica. A potência elétrica é a medida da taxa na qual a energia elétrica é transferida ou consumida por um circuito ou dispositivo em um determinado período (de tempo). É a rapidez com que a energia elétrica é convertida em outras formas de energia, como calor, luz ou movimento. A unidade de medida da potência elétrica é o watt (W).

**PROINFRA** - O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) tem o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólicas e térmicas a biomassa na produção de energia elétrica.

**SIN** - Sistema Interligado Nacional Brasileiro

**Sistema Isolado** - O sistema elétrico ou instalação está “Isolado”, ou seja, opera de forma autônoma e sem integração à rede pública de distribuição ou transmissão de energia elétrica.

**TCC** – Trabalho de Conclusão de Curso

**UFVfx** - denominação dada as Unidades de geração solar fotovoltaica flutuante do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de geração)

**UFVx** - denominação dada as Unidades de geração solar fotovoltaica em solo do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de geração)

**UTE** - Usina Térmica ou Termoelétrica

**UTETx** - denominação dada as novas Unidades de geração Termoelétricas a Etanol do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de geração)

**UTODx** - denominação dada as Unidades de geração Termoelétricas a Óleo Diesel do portfólio de geração de Fernando de Noronha (onde x é o número da unidade de geração)

**ZEE** - Zona Econômica Exclusiva é a faixa marítima, de largura igual a 200 milhas marítimas, medida a partir da linha de base utilizada para a determinação do mar territorial

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	15
1.1. Motivação .....	15
1.2. Objetivos.....	17
1.3. Base Metodológica .....	17
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	21
2.1 - Descrição do cenário atual e contexto para o atendimento sustentável ao mercado eletro energético da ilha de Fernando de Noronha .....	21
2.2 - Questões Socioambientais mais relevantes.....	22
2.3 - Alternativas de Suprimento avaliadas para os médio e longo prazos .....	23
2.3.1 - Geração Eólica Offshore.....	23
2.3.2 - Identificação do Potencial de Geração Solar Fotovoltaica.....	26
2.3.3 - Identificação do Potencial Biomassa e Biocombustíveis .....	27
2.3.4 - Identificação de Alternativas Adicionais de Geração .....	27
2.4 - Introdução aos Cenários de Análise e Simulações .....	27
<b>3. DESENVOLVIMENTO (METODOLOGIA)</b> .....	31
3.1 - Software HOMER PRO .....	31
3.2 - Cenário Base EPE.....	31
3.3 - Utilização de novos aerogeradores para geração eólica.....	33
3.4 - Premissas Preliminares na Composição de um NPGR para Fernando de Noronha .....	33
3.5 - Análise e proposição de alternativas para a substituição da geração a óleo diesel e a composição de um NPGR para o período de 2025 a 2030. ....	34
3.5.1 - Avaliação do atendimento da carga x disponibilidade atual de geração no período 2025-2029 (Caso Base 2025) .....	34
3.5.2 – Premissas para o processo de transição do portfólio de geração no período de 2025-2029 (5 anos).....	37
3.5.2.1 - Expansão da geração solar fotovoltaica nos anos de 2025 a 2029 .....	37
3.5.2.2 - Substituição escalonada da geração termoelétrica a diesel (UTOD) por geração termoelétrica a etanol (UTET) nos primeiros 5 anos (2025 a 2029).....	41
<b>4. RESULTADOS</b> .....	44
4.1 - Constituição do NPGR com a adição de geração solar e da UTET 1 de 2025 a 2029 .....	44

4.2 - Substituição integral da geração térmica a óleo diesel por um novo portfólio de geração renovável (NPGR) no período 2030-2040 .....	46
4.3 - Configuração Final para o NPGR de Fernando de Noronha (2030-2050).....	53
4.4 - Análise de Sensibilidade utilizando apenas Geração Termoelétrica na composição da Proposta NPGR o Curto, Médio e Longo Prazos .....	56
4.5 - Análise de Sensibilidade para uma redução de carga de 20% decorrente da utilização de Geração Solar Distribuída em Telhados (GD) com armazenamento - Redução de Carga.....	58
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>60</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>63</b>
<b>APÊNDICE .....</b>	<b>66</b>

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. Motivação**

A ilha de Fernando de Noronha é um paraíso natural que atrai turistas durante todo o ano. A ilha é considerada um “Sistema Isolado” do ponto de vista elétrico, pois não está conectada ao “Sistema Interligado Nacional (SIN)” do Brasil. Atualmente, a geração firme de energia elétrica da ilha (que supre aproximadamente 90% do total) é realizada localmente por meio de uma única usina termelétrica que utiliza combustível fóssil (i.e., óleo diesel).

A empresa pública federal “EPE - Empresa de Pesquisa Energética”, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, realizou estudos de planejamento deste sistema isolado, baseando-se em informações disponibilizadas pela empresa distribuidora de energia elétrica que tem a concessão na ilha de Fernando de Noronha, concluindo que um importante crescimento da carga elétrica será demandado na ilha nos próximos anos, o que deverá resultar na necessidade de expansão do atual parque gerador. Além disso, existe um forte impulso e apelo institucional, ambiental, socioeconômico e legal para que a matriz elétrica do arquipélago seja descarbonizada e limpa, utilizando recursos renováveis disponíveis no Brasil e, especificamente, na região nordeste do país.

Em nível internacional, citamos que o Reino Unido, em particular a Escócia, tem várias ilhas que não estão conectadas à rede de transmissão (off-grid). Eales [EAL, 20] identificou 7 ilhas ou comunidades off-grid na Escócia, constituindo uma proporção significativa das 49 ilhas escocesas habitadas. Todas essas 7 ilhas off-grid têm seus próprios sistemas de energia compostos por uma fonte principal ou por um portfólio de tecnologias de geração (solar, eólica, hidrelétrica e diesel), que enfrentam diversos desafios do ponto de vista técnico [EAL, 20], dentre os quais a busca por uma matriz elétrica descarbonizada e limpa, ou seja, sustentável. Uma dessas ilhas, a Ilha de Rum, foi utilizada em uma análise técnica mais detalhada. Anteriormente, essa ilha de Rum era suprida basicamente por geração termoelétrica baseada em combustível fóssil. Atualmente, essa ilha de Rum tem um sistema de geração de energia composto por dois geradores hidrelétricos, um grupo gerador a diesel complementar e um banco de baterias com um sistema inversor para conexão à rede. O sistema está em funcionamento há muitos anos e não tem capacidade de produzir energia totalmente renovável de forma confiável e sustentável por longos períodos. Portanto, um dos objetivos dessa análise técnica foi propor um novo portfólio de geração para a Ilha de Rum, reduzindo as emissões de carbono decorrentes do consumo de diesel. Esse estudo envolveu uma investigação sobre as demandas atuais de energia e a disponibilidade de recursos naturais da Ilha de Rum, propondo o desenvolvimento de projetos de energia renovável utilizando o sistema atual da ilha como uma linha de base para melhorias, o que se mostrou

interessante como uma referência para o desenvolvimento desta monografia. Os sistemas de energia projetados para a ilha de Rum incorporam o uso de várias tecnologias de geração renovável, além de um novo subsistema de geração e armazenamento de hidrogênio, que visam reduzir e eliminar a necessidade de geradores a diesel na ilha, reduzindo assim o impacto ambiental das emissões de carbono.

Chmiel e outros [CHM, 15], conduziu uma outra análise do sistema de energia em vigor na ilha de Eigg, uma ilha remota na costa noroeste da Escócia (próxima à Ilha de Rum), confirmando que é possível fornecer eletricidade de forma confiável a partir de um sistema híbrido off grid – resultando em um uso anual de energia renovável de aproximadamente 90% da consumo. O sistema de energia renovável em vigor em Eigg é composto por turbinas hidrelétricas, solares fotovoltaicas e eólicas, bem como um gerador a diesel de reserva com um sistema de armazenamento de banco de baterias [EAL, 20].

A importância da seleção e combinação de tecnologias de geração também é destacada em vários outros estudos. Aberilla [ABE, 15] conduziu uma análise sobre a viabilidade de sistemas de energia fora da rede para comunidades rurais remotas nas Filipinas. A análise confirmou que é viável para um sistema híbrido atender à demanda de energia tanto em escala doméstica quanto comunitária e, em casos ideais, sem a necessidade de um gerador a diesel.

Foi descoberto que a hibridização de geração (usando múltiplas tecnologias como um sistema de energia integrado [CIO, 22]), reduz os impactos ambientais da eletricidade fora da rede em até 40% em relação ao equivalente de instalações separadas. He [HEW, 21] também observou resultados semelhantes por meio de um estudo de caso da Ilha Huraa das Maldivas - concluindo que a hibridização de recursos energéticos fornece maior confiabilidade do sistema e um fornecimento de energia mais limpo e eficiente. Outras análises similares foram realizadas em vários países, com destaque para o Japão.

Observa-se que o suprimento de energia elétrica da ilha de Fernando de Noronha é realizado atualmente por meio da UTE (Usina Termelétrica a óleo diesel) de Tubarão, que possui uma potência nominal de 5 MW e cuja concessão tem vigência até março de 2030. Essa usina possui capacidade para atender aproximadamente 90% da energia elétrica demandada da ilha. A EPE [EPE2, 22] apontou sobre a necessidade da ampliação da capacidade de geração elétrica de Fernando de Noronha a partir de dezembro de 2024. É descartada a possibilidade de interligação da rede elétrica da ilha ao Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. Destaca-se o histórico de reiteradas alterações na previsão de carga e demanda local em Fernando de Noronha, o que provoca uma dificuldade adicional para o processo de planejamento de geração de energia elétrica para o arquipélago.

No processo de planejamento dos requisitos do sistema elétrico a EPE utiliza em sua metodologia a adoção de dois “Produtos”: “Energia” (expressos pela Carga requerida em

MWh e MW Médio) e “Potência” (expresso pela Demanda requerida em kW), que devem ser atendidos pelo portfólio de geração de energia da ilha de Noronha. Ressalta-se que existe previsão de eletrificação da frota de veículos circulantes dentro da ilha de Fernando de Noronha até o ano de 2030, o que requererá um sistema eletroenergético mais robusto do que o atual.

## **1.2. Objetivos**

Este Estudo de Caso (EC) tem como objetivo principal propor alternativas para um suprimento híbrido e sustentável de energia elétrica em curto, médio e longo prazos para a ilha de Fernando de Noronha (sistema isolado), a partir de um Novo Portfólio de Geração Renovável (NPGR) e da eliminação da dependência atual de geração termoelétrica de energia com óleo diesel. Para tal, tem como um objetivo específico utilizar um bloco de geração renovável variável como fonte primária prioritária e um bloco de geração termoelétrica com biocombustível como fonte secundária firme (energia que pode ser produzida por determinada fonte de geração de energia, sem risco de não atendimento a montantes contratos de energia), com potência disponível para o atendimento da demanda de energia. Foi priorizada a associação de geração eólica, solar fotovoltaica e armazenamento no arquipélago para permitir a máxima participação possível de fontes renováveis no atendimento primário à demanda diária de energia e a complementariedade de uma geração termoelétrica renovável secundária firme com a utilização de biocombustível em Fernando de Noronha.

Outro objetivo adicional é permitir uma metodologia para avaliação assertiva através de resultados de simulações, com destaque para o LCOE e o Volume de emissão de CO<sub>2</sub>, analisando a viabilidade técnica de diversas configurações propostas para um NPGR para o atendimento eletroenergético de Fernando de Noronha.

## **1.3. Base Metodológica**

Este trabalho desenvolveu análises para identificação de alternativas de suprimento ao mercado consumidor da ilha de Fernando de Noronha sendo considerados cenários de curto, médio e longo prazos. Foram realizadas avaliações buscando identificar tecnologias que apresentassem viabilidade técnica para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha, com foco especial em soluções renováveis que permitam a substituição total ou parcial do óleo diesel, levando-se em consideração aspectos ambientais efetivos para a sua implementação.

Importante destacar que foi utilizado o software de simulação HOMER PRO (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) desenvolvido pela National Renewable Energy

Laboratory (NREL) para a otimização econômica de sistemas híbridos de energia, combinando geração tradicional com energias renováveis, armazenamento e gerenciamento da carga. Este aplicativo pode ser utilizado tanto para simulações “on grid” quanto “off grid”.

Portanto, esse trabalho propõe um Estudo de Caso com análises técnica, ambiental e econômica a partir de cenários com soluções sustentáveis para a diversificação da matriz energética da ilha de Fernando de Noronha.

De forma inovadora do ponto de vista metodológico, nas análises e simulações é utilizada a “segmentação” máxima de cada unidade geradora, buscando a otimização da operacionalização de fontes renováveis que comporão o NPGR. Neste sentido esta estratégia permite avaliar o atendimento adicional à dimensão “Flexibilidade” do sistema elétrico, além dos critérios de suprimento “Energia” e “Potência” na formação do NPGR.

Nesta monografia são utilizadas nas análises e simulações, os valores de energia e de demandas (potências) médias e máximas requeridas para o suprimento de Fernando de Noronha definidos pela EPE ([EPE1, 21] e [EPE2, 22]). Esses valores de energia e potência fornecidos pela EPE foram reproduzidos no banco de dados no HOMER PRO, sendo utilizados para a realização das simulações desenvolvidas neste trabalho. Portanto, utilizaremos as premissas de energia e demanda estabelecidas pela EPE no período de 2025 a 2030, fazendo uma projeção linear anual dentro deste intervalo, a fim de permitir a adoção de um cronograma para a substituição anual escalonada das unidades de geração térmica a óleo diesel.

O referido banco de dados de previsão para o suprimento de eletricidade pela EPE é estruturado por horário (24 horas) e por mês (30 dias x 12 meses), totalizando 8760 dados anuais de valores de demanda de energia prevista para ilha de Fernando de Noronha. Os valores pontuais utilizados nas Figuras (gráficos) a seguir são valores médio da energia e máximo de demanda (potência) anuais previstos pela EPE.

Assim, o modelo conceitual utiliza como critérios básicos os produtos Energia e Potência, o que contribui para o desenvolvimento de um NPGR mais ajustado à realidade do atendimento à demanda do sistema elétrico da ilha. No gráfico a seguir representamos de forma simplificada este modelo conceitual e básico. No eixo horizontal plotamos os valores de energia anual consumida em kWh/dia, destacando os anos de 2025 e 2030 nas retas verticais (em azul). Desta forma temos os requisitos em termos do produto “Energia”. No eixo vertical foram plotadas as Demandas Média e Máxima Anual da Carga prevista pela EPE em kW, de forma a permitir uma análise da Demanda, ou do produto “Potência”. Portanto, a reta em verde permite uma análise conjunta da “Energia” e “Potência” no período de 2025 a 2030, e, de uma projeção linear preliminar destes produtos nos anos futuros.

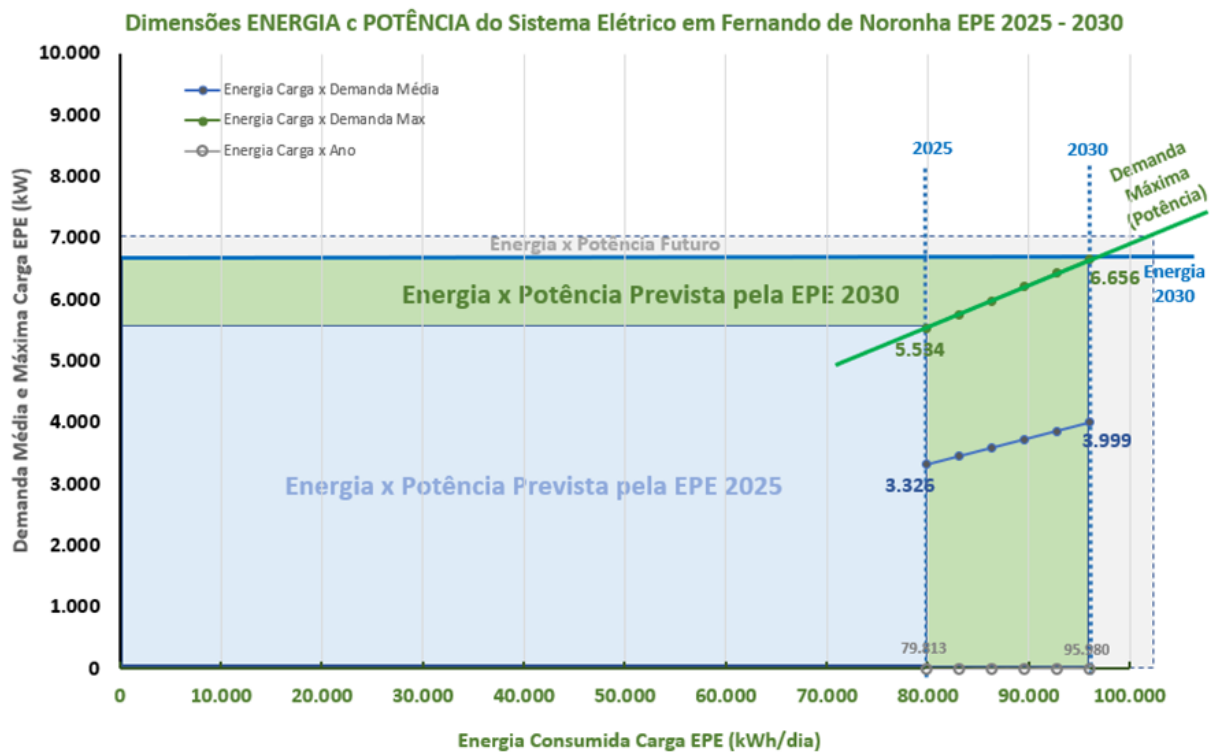


Figura 1: Previsão das dimensões “Energia” e “Potência”. Fonte: Autoria Própria

É interessante observar na Figura 1 que uma fonte de geração de energia renovável variável pode não ser capaz de atender a energia e a demanda requisitada pela carga (os dois produtos) simultaneamente. Um exemplo objetivo é perceber que uma geração solar fotovoltaica sem armazenamento pode ser dimensionada para atender o valor de “energia consumida anualmente”, mas não ter capacidade para atender a “demanda máxima da carga” em momentos específicos, apesar de ter uma potência nominal aparentemente ajustada (suficiente), em decorrência de períodos sem irradiação. Assim faz-se necessária avaliar a necessidade de geração firme para o atendimento ao produto “potência” nestes períodos de baixa geração solar instantânea. Para aperfeiçoar essa análise e propostas de solução será avaliada a dimensão “Flexibilidade” através da máxima individualização da geração das diversas unidades que compõem o NPGR, conforme demonstrado nos Capítulos 3 e 4 de Desenvolvimento (Metodologia) e Resultados deste trabalho.

Para o intervalo de 2030 a 2040 e 2030 a 2050, será utilizada uma projeção atualizada da carga e demanda tendo em vista a previsão da empresa distribuidora no portal PASI [PAS, 24], que pode englobar a eletrificação da frota de veículos na ilha, conforme Tabela 1.

Tabela 1: Previsão de Energia e Demandas Média e Máxima de Fernando de Noronha no período de 2025 a 2050. Fonte: Autoria Própria

ANO	Energia Anual Simulações EPE		Demanda Média EPE	Pico de Demanda EPE	Fator de Carga (FC)
	MWh/ano	(kWh/dia)	(kW)	(kW)	%
2025	29.132	79.813	3.326	5.534	60
2026	30.312	83.046	3.460	5.759	60
2027	31.492	86.280	3.595	5.983	60
2028	32.672	89.513	3.730	6.207	60
2029	33.853	92.747	3.864	6.431	60
2030	35.033	95.980	3.999	6.656	60
<b>2040</b>	<b>46.444</b>	<b>127.243</b>	<b>4.409</b>	<b>7.337</b>	<b>60</b>
<b>2050</b>	<b>61.571</b>	<b>168.689</b>	<b>5.845</b>	<b>9.727</b>	<b>60</b>

Conforme relatado anteriormente um dos objetivos deste trabalho, é a inclusão de uma proposta mais assertiva para um NPGR, considerando premissas efetivas relativas às restrições socioambientais para novas fontes de geração na ilha, mantendo-se a diretriz básica de planejamento de busca da melhor alternativa técnico-econômica.

A análise da geração secundária de base (energia firme) utilizando biocombustíveis, conjuntamente com recursos renováveis variáveis, permitirá a eliminação do consumo de combustível fóssil na ilha, reforçando a preservação ambiental, o atendimento a questões socioeconômicas, a redução do custo da energia elétrica e a valorização da vocação econômica para o ecoturismo do arquipélago. A utilização de etanol e/ou biodiesel, mostrou-se uma alternativa bastante competitiva do ponto de vista econômico e técnico, tendo em vista a atual logística e o transporte marítimo proveniente do continente (da região nordeste do Brasil) para a ilha de Fernando de Noronha, seguindo rota similar à que é utilizada para o suprimento de óleo diesel.

O HOMER PRO trabalha com dados climáticos como, por exemplo, irradiância, velocidade de vento, temperatura ambiente, etc. Também utiliza informações sobre tipos e preços de suprimentos (combustíveis), expectativa de vida útil das unidades geradoras, custos de operação e manutenção (O&M), custos de reposição, tipos, dimensões e especificações de projeto de cada unidade geradora, etc.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 - Descrição do cenário atual e contexto para o atendimento sustentável ao mercado eletroenergético da ilha de Fernando de Noronha**

Na Nota Técnica [EPE1 21] temos uma breve contextualização do desafio de buscar a identificação e o planejamento de recursos energéticos que apresentam viabilidade técnica para a geração de energia em Fernando de Noronha em substituição total ou parcial ao diesel, observando as questões socioambientais e de sustentabilidade.

A concessão para distribuição e geração de energia em Fernando de Noronha pertence NEOENERGIA CELPE. A outorga atual de geração tem vigência contratual até março de 2030. A ilha conta com uma usina termelétrica a diesel - UTE Tubarão, que possui três unidades geradoras de 1.286kW e uma unidade de 1.120kW, totalizando 4.978kW. Complementarmente, existe um gerador de contingência, com potência adicional de 2.293kW. Fernando de Noronha conta ainda com duas usinas solares.

A ilha adicionalmente conta com geração solar com montantes de aproximadamente 10% da demanda, onde se destacam 2 usinas centralizadas. A Usina Fotovoltaica Noronha I teve seu início de operação em julho de 2014, e possui potência instalada de 402kWp e a usina Solar Noronha II, inaugurada em julho de 2015, com potência instalada de 550kWp. Tendo em vista uma participação relativa pouco significativa de outras unidades geradoras solares distribuídas, não consideramos essas outras fontes fotovoltaicas nesse trabalho.

As unidades da usina termelétrica de Tubarão são compostas por geradores com motores a combustão interna alimentadas com óleo diesel. Para se manter a confiabilidade e disponibilidade da geração para o atendimento aos requisitos da carga é adotada a estratégia de manter uma unidade de 2.293 kW para substituição em contingência no caso de falha ou indisponibilidade de quaisquer das outras quatro unidades do grupo gerador. Adicionalmente, os 952kWp das usinas Solares Noronha I e II representam uma potência máxima de aproximadamente 863kW para o suprimento ao sistema elétrico de Fernando de Noronha durante o dia, o que é insuficiente para o atendimento da carga ("energia") e da demanda ("potência").

Atualmente o custo da geração termelétrica utiliza a Conta Consumo Combustível (CCC) para reembolsar a diferença entre os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo custo médio de geração no SIN (ACRméd). Neste trabalho não buscamos alternativas para a redução dos custos e frete dos combustíveis, mas foram propostas novas configurações para um NPGR que reduzam o volume de biocombustível a ser consumido nos médio e longo prazos, com uma conseqüentemente redução do custo final da energia (LCOE).

## 2.2 - Questões Socioambientais mais relevantes

A Nota Técnica [EPE1 21] faz uma avaliação bem detalhada das questões socioambientais mais relevantes que impactam qualquer tipo de projeto ou empreendimento a ser construído no arquipélago de Fernando de Noronha.

O Arquipélago de Fernando de Noronha é protegido por Unidades de Conservação (UCs). O ICMBio é o órgão gestor da Área de Proteção Ambiental - APA Fernando de Noronha, responsável por autorizar processos de licenciamento ambiental, na esfera estadual ou federal, de empreendimentos ou atividades localizadas fora da área urbana estabelecida pelo zoneamento da APA. O licenciamento ambiental na parte terrestre da APA é atribuição da esfera estadual, cabendo sua condução à Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco. Na Figura 2 a seguir indicamos as principais Unidades de Conservação, com destaque para que apenas uma pequena parte terrestre pode ser utilizada para o desenvolvimento de novas fontes de geração na ilha (em branco).

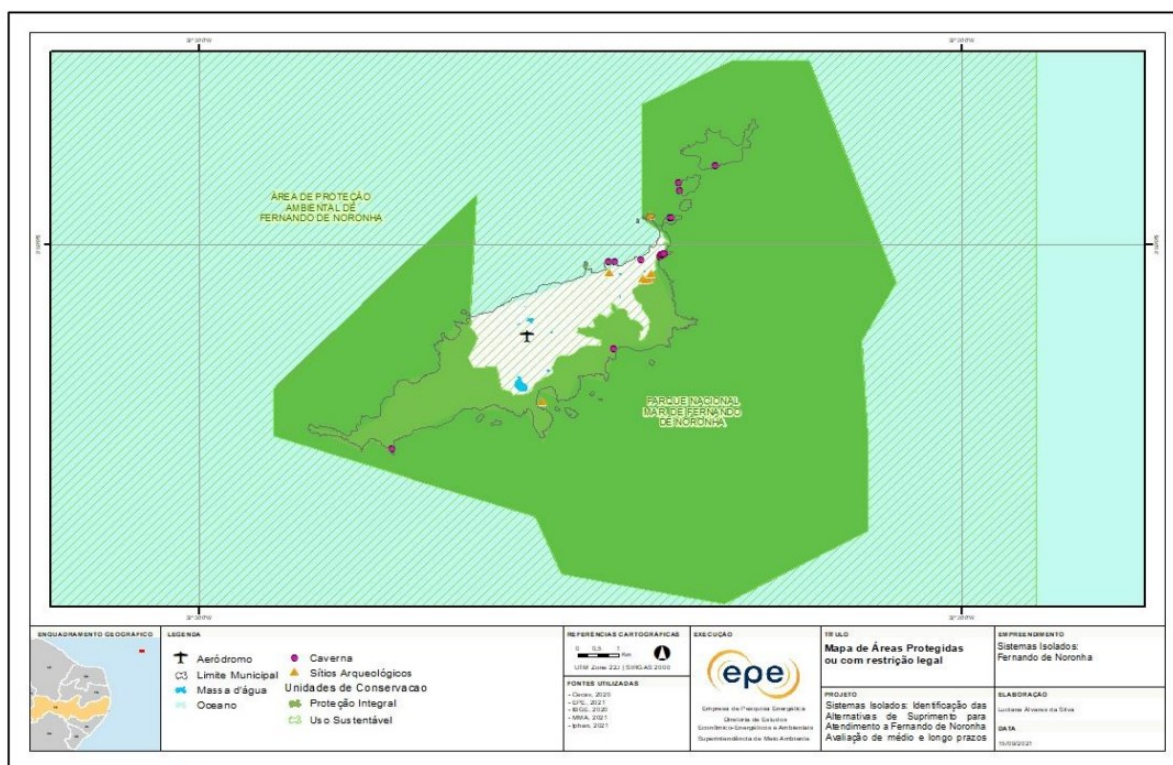


Figura 2: Áreas Protegidas em Fernando de Noronha. Fonte: [EPE1, 21]

As belezas naturais e o estado de conservação do Arquipélago são de grande relevância para o turismo sustentável, principal atividade econômica da Ilha. Diversos são os fatores ambientais que devem ser considerados durante a elaboração de um projeto para suprimento energético à ilha e para o planejamento de novas fontes de geração para o NPGR.

## 2.3 - Alternativas de Suprimento avaliadas para os médio e longo prazos

### 2.3.1 - Geração Eólica Offshore

As duas antigas turbinas eólicas instaladas na ilha foram descomissionadas, sendo uma primeira após falha e incêndio e a outra após ser atingida por um raio [EPE1 21]. Existe grande restrição dos órgãos de licenciamento ambiental e da população para a instalação de novas plantas eólicas Onshore na ilha. Assim optou-se por não considerar esta alternativa na composição do NPGR. A possibilidade de utilização de turbinas eólicas reformadas ou reaproveitadas de antigos projetos, também foi tecnicamente descartada [EPE12 21].

O Atlas Eólico e Solar de Pernambuco [AES 17], informa que a velocidade média anual do vento na altura de 100 metros em Fernando de Noronha é superior a 8,5 m/s em qualquer ponto do arquipélago. Considerando restrições de altitude, declividade e uso do solo, não é indicada a instalação de turbinas eólicas de grande porte em Noronha. Foram analisadas diversas referências onde é estimada uma velocidade do vento de 8,0 – 8,5 m/s. Neste trabalho adotou-se uma velocidade anual média do vento em Noronha a 100 m de 8,32 m/s.

Na Figura 7 [EPE1 21], são identificadas áreas para potencial instalação de energia eólica Offshore muito significativas em Fernando de Noronha. Sendo assim, a tecnologia Offshore apresenta melhor potencial para ser utilizada para a geração de energia eólica, uma vez que as restrições técnicas e ambientais tendem a ser contornadas.

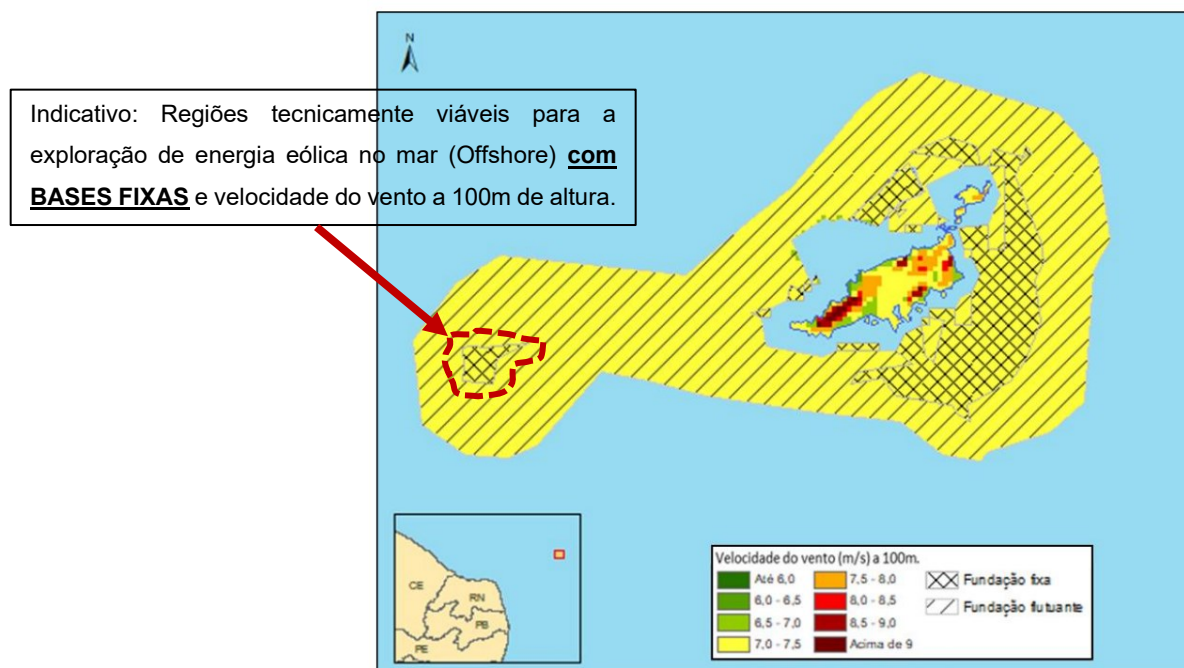


Figura 3: Regiões tecnicamente viáveis para a exploração de energia eólica no mar e velocidade do vento a 100m de altura. Fonte: [EPE1, 21]

A partir deste indicativo relevante foi aprofundada a análise deste “melhor potencial” da geração eólica Offshore como um pilar relevante para esse trabalho. Inicialmente o local para a instalação dessa eólica Offshore dista aproximadamente 23 km da costa, por ser nesta distância que existe a possibilidade de utilização de bases fixas para as turbinas, além do menor impacto visual para a ilha. Foi utilizado o Google Maps para se ter uma estimativa da distância de potenciais locais no mar para a instalação da geração eólica Offshore próximos à ilha de Fernando de Noronha. Consideramos que o ponto mais provável de instalação de uma subestação conversora para a energia gerada pela usina eólica Offshore será próximo da atual localização da UTE Tubarão, próximo da atual subestação de distribuição de energia, próximo da estação de dessalinização de água salgada e, também, próximo de uma das usinas fotovoltaicas da ilha. Tendo em vista as restrições ambientais e institucionais a solução indicada pelas linhas verdes e laranja na Figura 4, não deverão ser aprovadas por estar em áreas de preservação ambiental permanente. A proximidade física destas duas alternativas tornaria o projeto economicamente mais atrativo, mas de difícil viabilidade em termos de sustentabilidade.



Figura 4: Distâncias entre áreas potenciais para implantação de geração eólica Offshore com base fixa e Ponto de Conexão em Fernando de Noronha. Fonte: Google Maps e Autor

**Distância (Profundidade): 3,6 km (-40m a -50m); 7km (-33m) e 23km (-65m)**

Por fim, verificamos que a área anteriormente indicada como de potencial viabilidade para instalação da geração eólica offshore no mar fica a aproximadamente 23 km do ponto de conexão ao sistema de distribuição de suprimento de energia elétrica na ilha (linha em vermelho indicada na figura anterior). É importante observar que esta área indicada para a geração eólica Offshore não pertence ao Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha.

Outro ponto fundamental em nossa avaliação foi a questão do impacto visual (ambiental) que a instalação do empreendimento Offshore a 23 km da ilha pode provocar. Também se buscou referências para analisar como minimizar o eventual impacto que esta alternativa poderia provocar. A 16 km (10 milhas), elas se tornam quase imperceptíveis. O IBAMA, em seu Termo de Referência (TR) para Complexos Eólicos Marítimos, recomenda que, para regiões com alta sensibilidade como é o caso de Fernando de Noronha, as turbinas eólicas Offshore devem ser instaladas com distância que varia de 13 km a 24 km para ter um impacto considerado de nível médio na paisagem [EPE1 21]. Já a partir de 24 km, a instalação teria um menor impacto. Evidentemente o impacto de um parque eólico vai depender da altura total do eixo do hub e do diâmetro das pás. Assim uma turbina de menor porte é interessante para essa questão. Assim, nesse trabalho buscamos utilizar aerogeradores de menor porte, demandando uma distância menor para minimizar o impacto visual na ilha.

Tendo em vista o fato de que a área disponível indicada nesse trabalho para a potencial instalação de turbinas eólicas Offshore no arquipélago de Fernando de Noronha estar a aproximadamente 23 km para minimizar o impacto visual, foram utilizadas turbinas com torres (eixo do hub) em torno de 100m e com potência de aproximadamente 3 MW, ou seja, com diâmetro do rotor da turbina em torno de 90 a 110 m, conforme modelos Offshore comercializados pelo mercado atualmente. Desta forma, o impacto visual deverá ser de baixa magnitude, ou até mesmo, não percebido na ilha. As turbinas Offshore de 3 MW já são utilizadas a mais de 20 anos e com diâmetro de rotor da ordem de 75 a 80 m [EPE1 20]. Além disso, existe oferta atual de grandes fabricantes de aerogeradores Offshore para turbinas com capacidade de aproximadamente 3 MW para diâmetros de rotor de 90 a 110m.

No processo de planejamento de uma proposta para o NPGR de Noronha adotou-se como premissa para o prazo médio de implantação de uma usina eólica Offshore na área anteriormente indicada sete anos (considerando turbinas de menor porte). Desta forma, faz-se necessária a busca de uma solução de substituição para a atual geração termoelétrica por um novo conjunto que utiliza biocombustível antes da instalação da geração eólica Offshore.

Tabela 2: Prazos médios das etapas de implantação de Offshore. Fonte: [EPE1, 20]

<b>Etapa</b>	<b><i>Onshore</i></b>	<b><i>Offshore</i></b>
<b>Desenvolvimento</b>	2 a 5 anos	3 a 5 anos
<b>Pré-construção</b>	1 a 2 anos	2 a 4 anos
<b>Construção</b>	Até 1 ano	Até 2 anos

### 2.3.2 - Identificação do Potencial de Geração Solar Fotovoltaica

Foram avaliadas diversas alternativas de curto, médio e longo prazos para o atendimento parcial ou global à demanda eletroenergética do sistema isolado de Fernando de Noronha a partir do potencial de crescimento da geração solar fotovoltaica. Segundo dados da ANEEL, há 16 sistemas fotovoltaicos operando na ilha, que totalizam 938 kW, sendo 8 do setor comercial (65 kW), 5 residencial (10 kW) e 4 do poder público (863 kW). Neste trabalho foi considerado apenas as usinas do poder público (centralizadas), ou seja, no caso base, uma única usina com capacidade de 863 kW [EPE1 21]. Para expansão foi adotada como premissa considerar apenas as usinas solares fotovoltaicas centralizadas, ou seja, não foram consideradas as plantas de geração distribuída (GD) residencial e comercial.

A irradiação solar no arquipélago apresenta valores bastante elevados [AES 17]. Na ilha de Fernando de Noronha encontrar espaço livre e útil para o desenvolvimento de atividades econômicas como uma usina de geração fotovoltaica, por ser uma área de proteção ambiental, é bastante difícil. Esta constatação indica a dificuldade para a implantação de geração solar fotovoltaica em larga escala na ilha, apesar de suas vantagens competitivas. Nesta perspectiva a implantação de geração solar fotovoltaica flutuante centralizada (FVF) nos pequenos corpos de água doce existentes na ilha foi considerado como uma alternativa para a expansão desse tipo de fonte, que tem uma grande atratividade do ponto de vista da sustentabilidade e econômico [EPE1 21].

Neste trabalho foi adotada a premissa de não utilizar nas simulações o potencial das áreas disponíveis em telhados, por se tratar de exploração de uma fonte que depende de iniciativa individualizada, bem como, de gestão operacional mais complexa pela concessionária. No entanto, realizou-se uma análise de sensibilidade contemplando a gestão de carga, onde esta solução é muito interessante e sinaliza uma boa viabilidade técnico econômica.

Uma grande parcela da área de Noronha é totalmente preservada, sendo considerada disponível apenas a “mancha urbana” da ilha para a expansão desta fonte. Cabe destacar que na formação de nosso portfólio utilizamos um crescimento escalonado ao longo dos anos tendo em vista a dificuldade imposta pelas restrições socioambientais para a ocupação do solo na ilha.

Adotou-se uma Irradiação Horizontal Global (GHI) média de 6,35 kWh/m<sup>2</sup>/dia, valor de 2,318 MWh/m<sup>2</sup>/ano, o que fica próximo a referência ao valor indicado pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL).

### **2.3.3 - Identificação do Potencial Biomassa e Biocombustíveis**

Foram avaliadas diversas alternativas de curto, médio e longo prazos. A geração de energia termoelétrica com biocombustível tem uma vantagem competitiva relevante decorrente da logística e da infraestrutura já existente para o suprimento da UTE Tubarão.

O uso do etanol foi a escolha dentre os biocombustíveis para a geração termoelétrica firme secundária (sustentável), tendo em vista a grande escala de produção e do mercado no Nordeste. Do ponto de vista de matéria-prima e logística, é viável a consideração do etanol para atendimento à Fernando de Noronha, mas foi observado a necessidade de um o maior volume proporcional a ser transportado em relação ao óleo diesel [EPE1 21]. Esta foi a alternativa adotada.

É possível a substituição do etanol pelo biodiesel numa composição do portfólio de geração.

### **2.3.4 - Identificação de Alternativas Adicionais de Geração**

Em função da busca por uma solução conceitualmente a mais renovável e sustentável possível para a composição do portfólio de geração, não consideramos em nossa análise a possibilidade do uso do Gás Natural.

O uso do Hidrogênio tem potencial para a adoção futura, tendo em vista que atualmente apresenta uma logística complexa e de custos elevados. Assim não foi incluída esta alternativa no NPGR deste trabalho. Destaca-se que numa evolução do NPGR esta solução pode se mostrar interessante, sobretudo se for considerado seu uso ao invés da geração termoelétrica a biocombustível ou a eventual substituição da geração eólica offshore.

Foi utilizado algum montante de armazenamento com baterias elétricas na composição do NPGR, com configuração de um sistema centralizado e com incremento escalonado, proporcional ao crescimento relativo à penetração de geração de energia renovável variável no NPGR. Esta alternativa permite a evolução de sua participação no NPGR.

## **2.4 - Cenários de Análise e Simulações de Referência**

A EPE realizou simulações de curto, médio e longo prazo, utilizando o software HOMER PRO, a fim de comparar diversas configurações para diferentes prazos de contratação (5, 10 e 15 anos) e com diferentes datas de entrada em operação (2025 e 2030) [EPE1 21 e EPE89 22]. Essas análises utilizaram principalmente o LCOE e o Volume de emissão de CO<sub>2</sub> como indicadores para avaliação de resultados e busca de maior sustentabilidade para as melhores alternativas de planejamento na composição de um Novo Portfólio de Geração, minimizando a dependência da geração termoelétrica utilizando óleo

diesel. Os resultados dessas simulações constituem-se numa referência relevante para o desenvolvimento deste Estudo de Caso.

Neste trabalho foram adotadas algumas premissas iniciais apresentadas pela EPE. A atual composição das unidades de geração termoeletricas a diesel da UTE Tubarão em 2024 é detalhada na Tabela 5, a seguir, indicando qual é a potência máxima (kW) de cada unidade e o valor da potência acumulada somando-se linearmente estas potências individuais:

Tabela 3: Unidades de Geradores Diesel da UTE Tubarão 2024. Fonte: Autoria Própria.

UTE Tubarão 2024	UTOD (Unidades Térmicas Óleo Diesel)				
Unidade	UTOD 1	UTOD 2	UTOD 3	UTOD 4	UTOD 5 (Reserva)
Potência Máxima (kW)	1.286	1.286	1.286	1.120	2.293
Potência Acumulada. (kW)	1.286	2.572	3.858	4.978	7.271

Importante, relatar que a capacidade de geração total em operação da UTE Tubarão foi ampliada pela concessionária de 4978 kW para 5.985 kW a fim de atender a demanda de carga, ou seja, a unidade de maior capacidade (UTOD 5 de 2.293 kW) deixou de ser reserva e passou a compor o portfólio de geração em regime permanente de operação, ou seja, mantendo-se nessa nova configuração uma unidade de menor potência como reserva operacional (a UTOD 4 de 1.120 kW). Nesta condição não é esperado que ocorra violação em 2025 e o número de ultrapassagens de capacidade em regime normal de operação estimado pela EPE para o ano 2030 é de apenas 4 ocorrências (mais ainda com possibilidade de sobrecarga). Com autorização excepcional para utilizar a capacidade total de todo o parque instalado da UTE para atendimento à carga, somando-se a máquina reserva, tem-se 7.271 kW, onde não é esperado que ocorra déficit de potência significativo até o término da outorga da UTE Tubarão prevista para 2030, mas já apresentando riscos maiores de ocorrência de sobrecargas. Resumidamente temos os seguintes cenários operativos até o ano de 2030:

- Capacidade Operacional 2021 = 4.978 kW (Reserva UTOD 5 de 2.293 kW)
- Capacidade Operacional 2024 até 2028 = 5.985 kW (Reserva UTOD 4 de 1.286 kW).
- Capacidade Máxima = 7.271 kW (sem Reserva)

Uma alternativa avaliada para minimizar este risco operativo até 2030 (quando vence a concessão da atual UTE Tubarão) é a instalação de mais uma unidade de geração térmica de 1.300 kW utilizando etanol (biocombustível) até o final de 2028 ou antes disso, que somada a potência atual disponível na UTE Tubarão com unidades movidas a diesel permite a composição de um portfólio de geração otimizado para atender a carga até a instalação do

NPGR. Salientamos que, a questão do risco para a confiabilidade do suprimento eletroenergético no período de transição da geração térmica com combustível fóssil para um NPGR (com nova geração térmica com etanol em sua composição) é uma questão relevante nas análises e simulações. O uso de capacidade segmentada de geração por unidade (Segmentação da Geração) nas simulações foi importante para este objetivo.

Realizamos uma análise da atual configuração da UTE em relação a carga e demandas média e máxima na Figura 5.

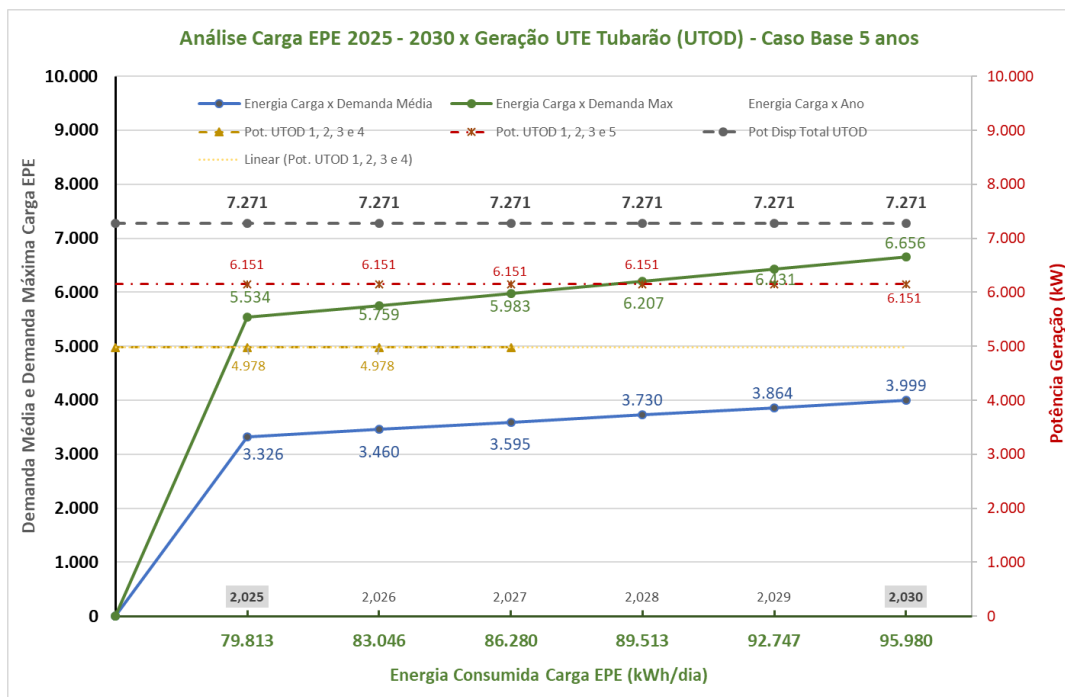


Figura 5: Análise da Carga EPE (2025-2030) x geração de energia UTE Tubarão (2024). Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que neste cenário, se não houver o acréscimo de nova fonte de geração é necessária a utilização da potência total disponível para a UTE Tubarão (configuração a diesel), considerando sua operação até 2030 (janeiro). Não foi adicionada neste caso a geração solar fotovoltaica centralizada existente atualmente na ilha (863 kW neste primeiro momento). Observa-se na Figura 5 que em 2024 a UTE Tubarão tem uma potência total inicial de 4.978 kW, que atende à demanda média diária de 3.326 kW, entretanto, não atende à demanda máxima diária (pico) de 5.534 kW, a não ser na configuração na qual se inverte a condição operativa da unidade de 2.293 kW (UTOD 5) para composição do portfólio operativo da UTE Tubarão em regime permanente, com a consequente utilização da unidade (UTOD 4) de 1.120 kW como unidade reserva deste portfólio. No caso da perda desta unidade de maior potência (UTOD 5 de 2.293 kW) poderá ocorrer a necessidade de gestão do atendimento à demanda com corte de carga para os horários de demanda máxima, com exceção de casos específicos durante o dia, quando a geração solar fotovoltaica existente esteja contribuindo

com uma potência suficiente para atender a esse déficit na demanda instantânea nesses momentos. A partir de 2030 (janeiro) se torna imprescindível a entrada de outras fontes de energia para suprir essa carga de forma adequada em qualquer cenário.

### **3. DESENVOLVIMENTO (METODOLOGIA)**

#### **3.1 – Software de simulação e otimização HOMER PRO**

O software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) foi desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) para a otimização econômica de sistemas híbridos de energia, combinando geração tradicional com energias renováveis, armazenamento e gerenciamento da carga, podendo ser utilizado tanto para simulações “on grid” quanto “off grid”. Neste trabalho foi utilizado o HOMER PRO na simulação, otimização de configurações para o NPGR e avaliação de resultados, através principalmente de indicadores, com destaque para o menor valor de LCOE do portfólio de geração na análise do melhor custo-benefício das diversas configurações do NPGR propostas, associadas ao menor volume de emissão de CO<sub>2</sub>, proporcionando uma solução convergente como melhor resultado global em termos de sustentabilidade efetiva.

O HOMER apresenta como características: a possibilidade de simular diversas configurações simultaneamente; permite que o usuário insira as informações técnicas e os custos dos componentes que serão utilizados na simulação; permite por meio de análise de sensibilidade que o usuário inclua diferentes valores para uma mesma variável; e com a análise plurianual (“multi-year”) possibilita avaliar o desempenho das configurações ao longo dos anos. Neste trabalho foi utilizada a versão HOMER Pro 3.18.1 nas simulações.

Como funciona o HOMER: O HOMER simula sistemas de energia, mostra configurações de sistema otimizadas por custo e fornece análises de sensibilidade.

Simulação: O HOMER simula o funcionamento de um sistema fazendo cálculos de balanço de energia em cada intervalo de tempo (intervalo) do ano. Para cada intervalo de tempo, o HOMER compara a demanda elétrica e térmica naquele intervalo com a energia que o sistema pode fornecer e calcula o fluxo de energia para cada componente do sistema. Para sistemas que incluem baterias ou geradores movidos a combustível, o HOMER também decide em cada etapa de tempo como operar os geradores e se deve carregar ou descarregar as baterias. O HOMER realiza esses cálculos de balanço de energia para cada configuração de sistema que se deseja considerar. Em seguida, determina se uma configuração é viável (ou seja, se ela pode atender à demanda elétrica nas condições especificadas) e estima o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto. Os cálculos de custos do sistema levam em conta custos como capital, reposição, operação e manutenção, combustível e juros.

Otimização: HOMER Pro possui dois algoritmos de otimização. O algoritmo de busca em grade original simula todas as configurações viáveis do sistema definidas pelo Search Space. O novo HOMER Optimizer® usa um algoritmo proprietário sem derivativos para

procurar o sistema de menor custo. O HOMER então exibe uma lista de configurações, classificadas por LCOE (chamado de Custo Nivelado de Energia ou Custo do Ciclo de Vida), que pode ser usado para comparar opções de design de sistema.

Análise sensitiva: Ao definir variáveis de sensibilidade como entradas, o HOMER repete o processo de otimização para cada variável de sensibilidade especificada.

### 3.2 - Cenário Base EPE

Adotou-se como referência preliminar (Caso Base EPE) os resultados das simulações realizadas na NT [EPE89 22] para o período de 5 anos (2025 a 2029), bem como, foram consideradas as premissas de custos de geração das unidades diesel para a UTE Tubarão.

Para o período de 2025-2030 no Cenário (i) da Nota Técnica [EPE1 21], a EPE utilizou a atual geração termoelétrica a diesel da UTE Tubarão, sem considerar a entrada de nenhuma nova fonte renovável. A EPE utiliza nessa simulação deste caso base a geração térmica a óleo diesel como um bloco único de 7.000 kW. Os principais resultados deste caso específico estão apresentados na Tabela 7 a seguir.

Tabela 4: Principais resultados para UTE Tubarão como geração única de 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (24-25)
Configuração		UTOD (7000 kW)
Período (ano)		2025-2029
LCOE	R\$/kWh	1,97
CO2	Kg/ano	22.766.026
Combust Portf	L/ano	8.681.948
CAPEX (Período)	MR\$	0

O custo de operação e manutenção anual para o Caso Base EPE atinge valores da ordem de R\$ 61,4 milhões por ano (principalmente em decorrência da compra de combustível) e um LCOE de R\$ 1,97/kWh. Como não requer investimento inicial (no período 2025-2029) a exploração da UTE Tubarão com geração a diesel traz benefícios no resultado econômico de curto prazo. Em contraponto, neste caso temos um resultado indesejado de um elevado custo de combustível (óleo diesel) de R\$ 59,5 milhões por ano, com uma geração expressiva de 22,8 milhões de kg de CO2 por ano e um consumo de 8,68 milhões de litros por ano de diesel. Evidentemente, a UTE Tubarão trabalha 24 horas por dia (8760 horas/ano). Destaca-se que o LCOE e os custos atuais para a geração de energia em Fernando de Noronha são elevados (sistema isolado e com logística complexa), tornando alternativas ainda não amplamente utilizadas no Brasil interessantes para esta avaliação.

### 3.3 - Utilização de novos aerogeradores para geração eólica

Do ponto de vista econômico a alternativa de reutilização de aerogeradores Onshore provenientes do Programa Proinfra [EPE12 21], já depreciados parcialmente, pode ser atrativa. Entretanto, esta premissa é de difícil aplicação em função da logística e na menor eficiência em relação a novas unidades de aerogeradores, razão pela qual não foi considerada neste trabalho. Acrescenta-se ainda que, para o litoral do Nordeste, observou-se um aumento médio entre 21 e 28 pontos percentuais no fator de capacidade para um novo parque eólico em relação a um parque com tecnologia mais antiga. Assim, um parque instalado com a tecnologia atual geraria, em média, de 58% a 96% a mais de energia que os parques anteriores. Diante destas constatações adotou-se a premissa de utilizar novos aerogeradores Offshore nas simulações para a proposição de cenários.

### 3.4 - Premissas Preliminares na Composição de um NPGR para Fernando de Noronha

Diante das considerações anteriormente apresentadas, vamos adotar as seguintes premissas básicas no desenvolvimento da metodologia deste trabalho:

- a. A substituição progressiva da atual geração termoelétrica de base da UTE Tubarão com óleo diesel por uma geração termoelétrica secundária utilizando etanol, com a função de garantir disponibilidade e estabilidade dinâmica para o sistema elétrico.

Foi realizada a substituição progressiva das atuais unidades de geração termoelétricas da UTE Tubarão com óleo diesel por etanol. Feita uma análise individual das unidades de geração termoelétricas nas simulações (“Individualização” da Geração) ao invés do tratamento e representação em bloco. As novas unidades de geração termoelétricas a etanol foram denominadas de **UTETx** e as unidades de geração termoelétrica a diesel denominadas **UTODx** (onde x é o número da unidade de geração);

- b. Expansão restrita de capacidade solar fotovoltaica na ilha de forma centralizada em solo, compondo a geração primária renovável variável do portfólio de geração.

Preliminarmente foi considerada a geração solar já existente, com a adição de mais potência de forma escalonada. A geração solar em telhados será alvo de uma análise de sensibilidade específica como gestão de carga (demanda). As plantas de geração solar fotovoltaicas centralizadas foram denominadas de **UFVx** (onde x é o nº da unidade de geração);

- c. Instalação de unidades eólicas Offshore, compondo uma parcela primária renovável e variável relevante no portfólio de geração.

O uso da geração eólica com a complementariedade de geração solar fotovoltaica mostrou-se uma solução muito interessante. As novas unidades de geração eólica Offshore foram denominadas de **EOLx** (onde x é o nº da unidade de geração);

- d. Sistema de armazenamento para robustecer a parcela primária renovável e variável no portfólio de geração.

Nesse trabalho será analisada um sistema centralizado de armazenamento por baterias. As unidades de armazenamento com baterias elétricas foram denominadas de **BATx** (onde x é o número da unidade de geração).

### 3.5 - Análise e proposição de alternativas para a substituição da geração a óleo diesel e a composição de um NPGR para o período de 2025 a 2030.

#### 3.5.1 - Avaliação do Portfólio de Geração 2025-2029 (Caso Base TCC 2025)

Atualmente temos uma disponibilidade de cinco unidades de geração térmica a diesel totalizando uma potência de 7.271 kW, acrescido de um bloco de geração solar fotovoltaica centralizada (pública) com uma potência de 863 kW (Caso Base 2025).

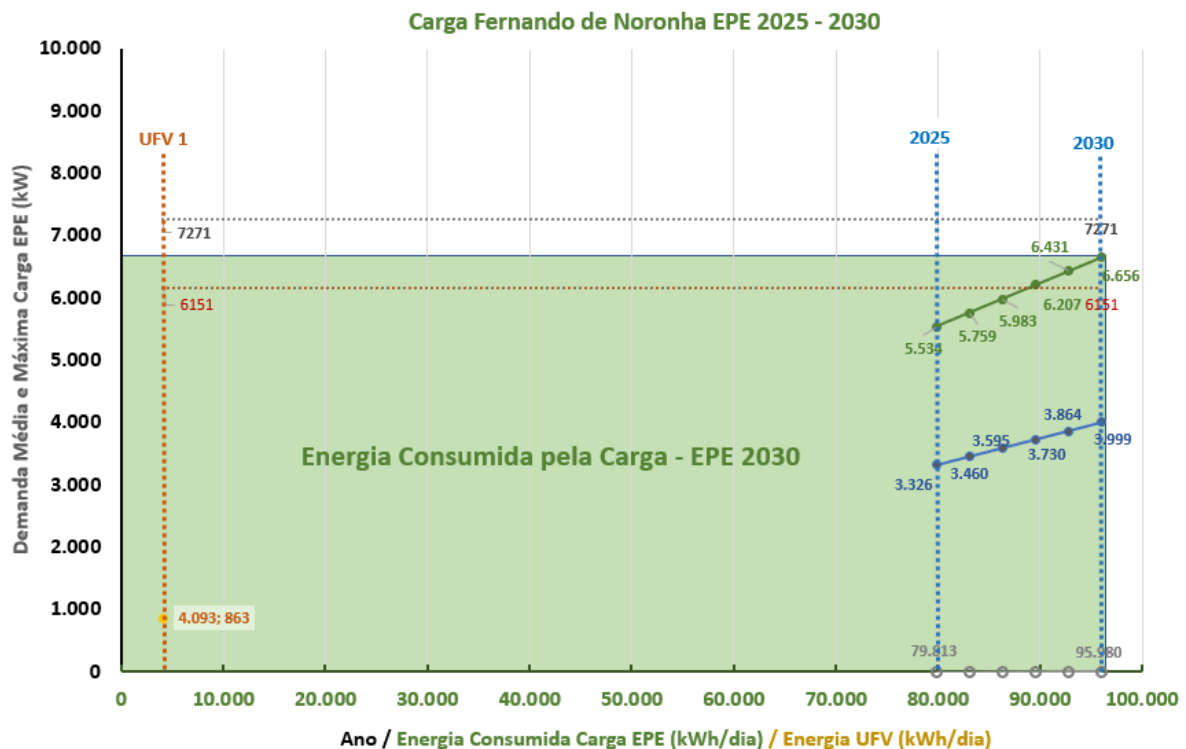


Figura 6: Energia Consumida e Demandas Média e Máxima EPE x Portfólio de Geração Atual de Fernando de Noronha no período 2025-2030. Fonte: Autoria Própria.

No Caso Base deste trabalho, que denominado **Caso Base TCC (2025)**, temos as seguintes unidades de geração apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Potência das Unidades de Geração Térmica a Óleo Diesel (UTOD) e Potência Geração Solar Centralizada 2025. Fonte: Autoria Própria.

UTE Tuburão 2024	UTOD (Unidades Térmicas Óleo Diesel)				
Unidade	UTOD 1	UTOD 2	UTOD 3	UTOD 4	UTOD 5 (Reserva)
Potência Máxima (kW)	1.286	1.286	1.286	1.120	2.293
Potência Acumulada. (kW)	1.286	2.572	3.858	4.978	7.271

Fonte	UFV (Unidades Solares Fotovoltaicas)
Unidade	UFV 1
Potência Máxima (kW)	863
Potência Operat. (kW)	863

Foi simulado no HOMER para o período 2025 a 2029 um cenário individualizando as UTODx e acrescentando a UFV1 existente (863 kW).

Na Figura 6 é apresentado um modelo conceitual da produção de energia realizada pelo Portfólio Atual de Geração de Fernando de Noronha (Caso Base TCC) em comparação aos Requisitos de Carga para o horizonte 2025-2030.

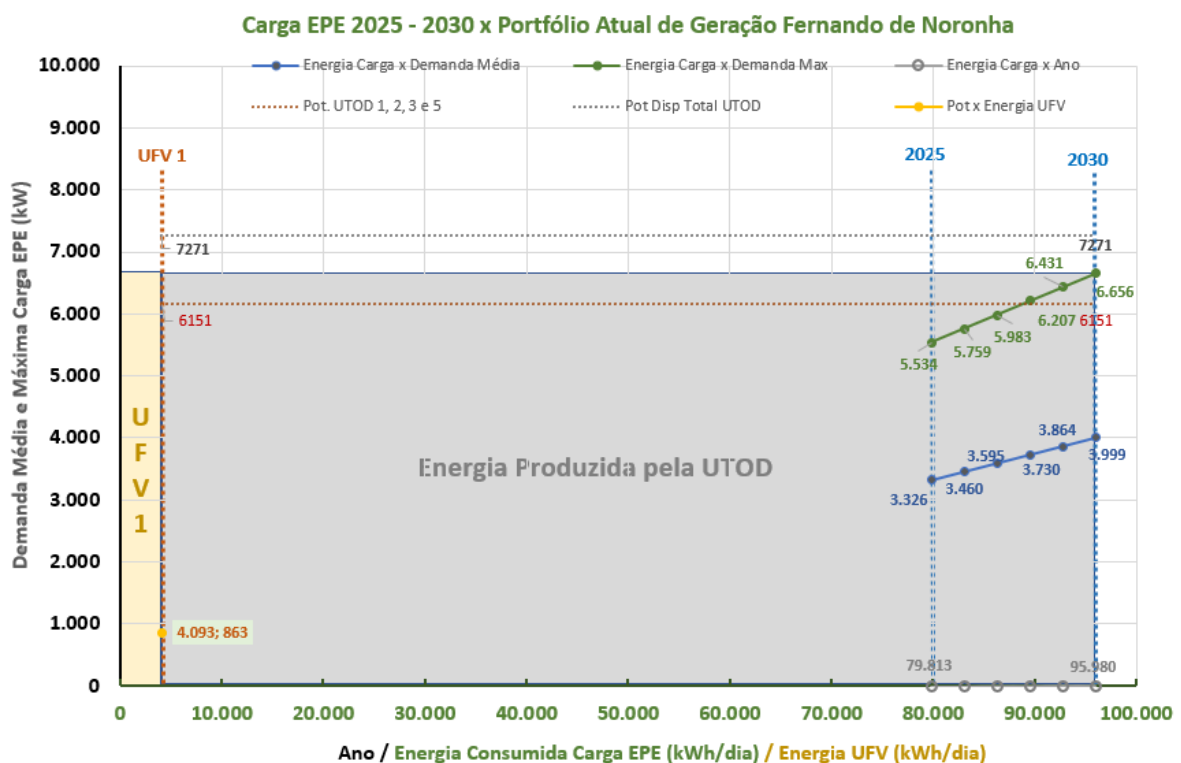


Figura 7: Energia Produzida pela UTOD e UFV1 de 2025-2030

Na sequência foi simulado no HOMER PRO este Caso Base TCC para o período de 2025-2029, considerando cada unidade UTODx operando individualmente, assim como a UFV1. A seguir são relatados os principais resultados da simulação nesta configuração:

- LCOE = R\$ 1,77/kWh
- Emissão de CO2 = 20,67 M kg/ano
- Consumo de diesel = 7,88 ML/ano
- Custo com combustível = R\$ 54 milhões(M)/ano

Na Tabela 6 se observa que os resultados da simulação com a individualização (“segmentação”) das unidades geradoras térmicas (UTOD) permitiu uma análise mais refinada e trouxe resultados mais refinados e precisos em função da possibilidade de otimização na estratégia operativa entre essas diversas unidades através do algoritmo de otimização do HOMER. Esta constatação pode ser verificada na comparação entre os resultados de duas simulações bastante similares, ou seja, do Caso Base EPE – 2025-2029 (cabeçalho rosa) x Caso Base UTOD com individualização por unidade geradora (na 2ª coluna com cabeçalho em cinza claro), onde o LCOE se reduz de R\$1,97/kWh para R\$1,85/kWh.

Importante observar na última coluna com cabeçalho (em cinza escuro), que a inclusão da geração solar centralizada atualmente existente em Fernando de Noronha (UFV1) com uma potência de 863 kW, trouxe um ganho importante na redução do LCOE, que foi para R\$1,77/kWh e uma redução na emissão de CO2, de 21.663.672kg/ano para 20.675.468kg/ano, indicando ganhos de sustentabilidade e potencial redução do preço final da energia.

Tabela 6: Comparativo de Resultados do Portfólio de Geração Existente em Noronha de 2025-2029: Caso EPE x UTODs individualizadas x Caso Base com Ufv1. Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (i) (24-25)	Base UTOD (24-25)	Base TCC (24-25)
Configuração		UTOD (7000 kW)	5 UTOD (1,2,3,4 e5)	UTOD (1,2,3,4,5) + Ufv1
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2025-2029
LCOE	R\$/kWh	1,97	1,85	1,77
Custo Comb	MR\$/ano	59,5	56,5	54,0
CO2	Kg/ano	22.766.026	21.663.672	20.675.468
Combust Portf	L/ano	8.681.948	8.250.118	7.884.702
CAPEX Total	MR\$	0	0	0
CAPEX (Período)	MR\$	0	0	0
Energia Cortada	kWh/ano	0	0	0
<b>Componentes (unid.):</b>				
	ETET	0	0	0
	UFV	0	0	1 x 863
	EOL	0	0	0
	BAT (MWh)	0	0	0
	UTOD	1x7000 kW	5 x UTOD	5 x UTOD

É importante observar também que em todas as alternativas simuladas a UTOD 5 (2293 kW) precisa estar em operação no período de 2025-2030, confirmando a necessidade

de sua plena disponibilidade para o atendimento ao mercado neste período. Na Figura 7 é apresentada a evolução dos indicadores LCOE x Emissão de CO<sub>2</sub> para estes Casos.

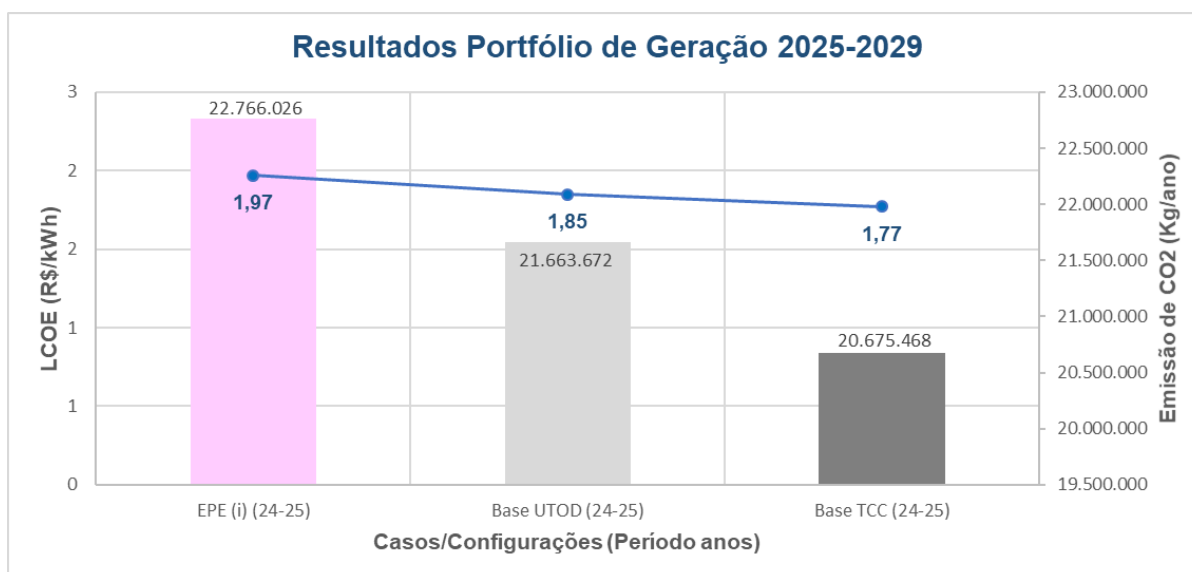


Figura 8: Principais Resultados do Portfólio Atual de Geração de 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.

### 3.5.2 – Premissas para o processo de transição do portfólio de geração no período de 2025-2029 (5 anos)

Na sequência das avaliações da configuração descrita no item 3.5.1, foram realizadas novas análises e simulações tendo como premissas iniciais a substituição escalonada de unidades de geração termoeletricas com óleo diesel UTODx por unidades com etanol ETETx, o aumento da capacidade de geração solar fotovoltaica e implantação de um novo sistema de armazenamento com baterias. Destaca-se que as unidades UTOD não tem valor de investimento inicial.

#### 3.5.2.1 - Expansão da geração solar fotovoltaica nos anos de 2025 a 2029

A fim de avaliar o impacto da adoção de um processo de implantação crescente de geração solar fotovoltaica no portfólio atual de geração da ilha, simulamos vários casos com um crescimento incremental desta fonte a partir de 2.400 kW até 30.000 kW, sem considerar inicialmente um sistema de armazenamento conjunto. É evidente que uma planta infinita de geração solar isoladamente não será capaz de atender a demanda de energia elétrica em função de seu perfil de geração no período diurno. Conceitualmente torna-se importante conhecer para o Cenário Base do TCC (inicial) quais são os limites teóricos de benefícios decorrentes do incremento de uma geração solar, sem a necessidade de um sistema de armazenamento complementar.

Percebemos nos resultados iniciais das simulações no HOMER que a geração solar reduz o valor do LCOE e dos custos de O&M do portfólio de geração. Foi observado que em torno de 7.000 kW de potência global de geração solar foram obtidos os melhores resultados em termos de LCOE produzido pelo portfólio, com ganhos expressivos na redução da emissão de CO2 em relação ao Caso Base TCC. Como era previsto, ficou evidente que a ampliação ajustada de participação da geração solar no portfólio tende a melhorar o resultado econômico global do empreendimento. A partir de um determinado patamar, existe uma produção de excedente de energia da geração solar denominada “energia cortada” no portfólio de geração, que juntamente com o aumento proporcional do CAPEX, pode produzir resultados econômicos piores para o portfólio de geração. A partir desta constatação, buscou-se obter nos resultados de diversas simulações (método intuitivo), determinar alguns valores de potência adicionais para uma nova UFV 2 nos quais esse processo de geração da energia solar torna-se economicamente desagregador de valor. Na Tabela 7, é apresentado com destaque para o valor de 3263 kW, onde se inicia a produção de excedente de energia pela geração solar (energia cortada). A partir deste patamar se tornou oportuno avaliar o uso complementar de sistemas de armazenamento objetivando uma otimização do novo portfólio de geração renovável.

Tabela 7: Resultados comparativos de simulações variando os valores de potência adicionais de geração solar (UFV 2) no Portfólio de Geração para o período 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.

Potência (kW)			Energia Cortada		Energia Produzida		LCOE	CO2	CAPEX
UFV1	UFV2	UFV Total	kWh/ano	kWh/dia	Bruto kWh/ano	Líquido kWh/dia	R\$/kWh	kg/ano	MRS
863	0	863	0	0	1.494.092	4.093	1,75	20.675.468	0,0
863	2400	3263	81	0	5.640.814	15.454	1,62	18.017.322	10,5
863	3500	4363	79.187	217	7.541.394	20.444	1,56	16.850.042	15,3
863	5000	5863	907.636	2.487	10.133.095	25.275	1,52	15.713.041	21,9
863	6000	6863	1.869.000	5.121	11.860.896	27.375	1,52	15.212.189	26,3
863	6500	7363	2.425.148	6.644	12.721.796	28.210	1,53	15.045.676	28,5
863	8000	8863	4.298.612	11.777	15.313.497	30.178	1,54	14.565.630	35,0
863	11000	11863	8.557.448	23.445	20.499.900	32.719	1,60	13.934.185	48,2
863	15000	15863	14.761.816	40.443	27.411.102	34.656	1,71	13.424.899	65,7
863	20000	20863	22.888.292	62.708	36.050.104	36.060	1,86	12.994.540	87,6
863	30000	30863	39.530.184	108.302	53.328.112	37.803	2,18	12.450.609	131,0

Portanto, foi considerada desta etapa do trabalho uma configuração limite para a expansão da geração solar fotovoltaica (UFV2) que proporciona um incremento de uma geração solar sem armazenamento (limitada a uma potência de até 6.000 kW), na qual ocorre a otimização do LCOE e reduz a emissão de CO2, mesmo sem armazenamento, mas demanda maior Capital Investido (CAPEX) em relação ao Caso Base TCC. Vide células em verde na Tabela 7 anterior.

Na Figura ficaram delineados a partir destes resultados três níveis de potência para a geração solar total (UFV) sem armazenamento que devem ser considerados nas análises do portfólio de geração:

- i. O primeiro nível, para uma potência instalada global de UFV de aproximadamente 3.263 kW toda a energia solar produzida no valor de 15.454 kWh/dia é consumida pela carga, com a conseqüente redução do custo de LCOE e de emissão de CO<sub>2</sub>.
- ii. Num segundo nível, para uma potência instalada global de UFV de até aproximadamente 6.863 KW a energia solar produzida no valor próximo a 27.375 kWh/dia é consumida parcialmente pela carga, mas atingindo o menor custo global de LCOE e produzindo uma redução de emissão de CO<sub>2</sub> (sem armazenamento).
- iii. Existe um **terceiro nível** de potência instalada de UFV superiores ao caso anterior (ii), a partir do qual o crescimento da potência instalada de UFV inverte a tendência de redução do LCOE, mesmo com alguns ganhos inversamente proporcionais de redução na emissão de CO<sub>2</sub>, com piora crescente da relação custo x benefício, ou seja, a energia produzida a partir de aproximadamente 7.000 kW será parcialmente “cortada” (sem armazenamento). Percebe-se também uma limitação para a absorção da energia gerada pela UFV sem armazenamento próxima a 40.000 kWh/dia,

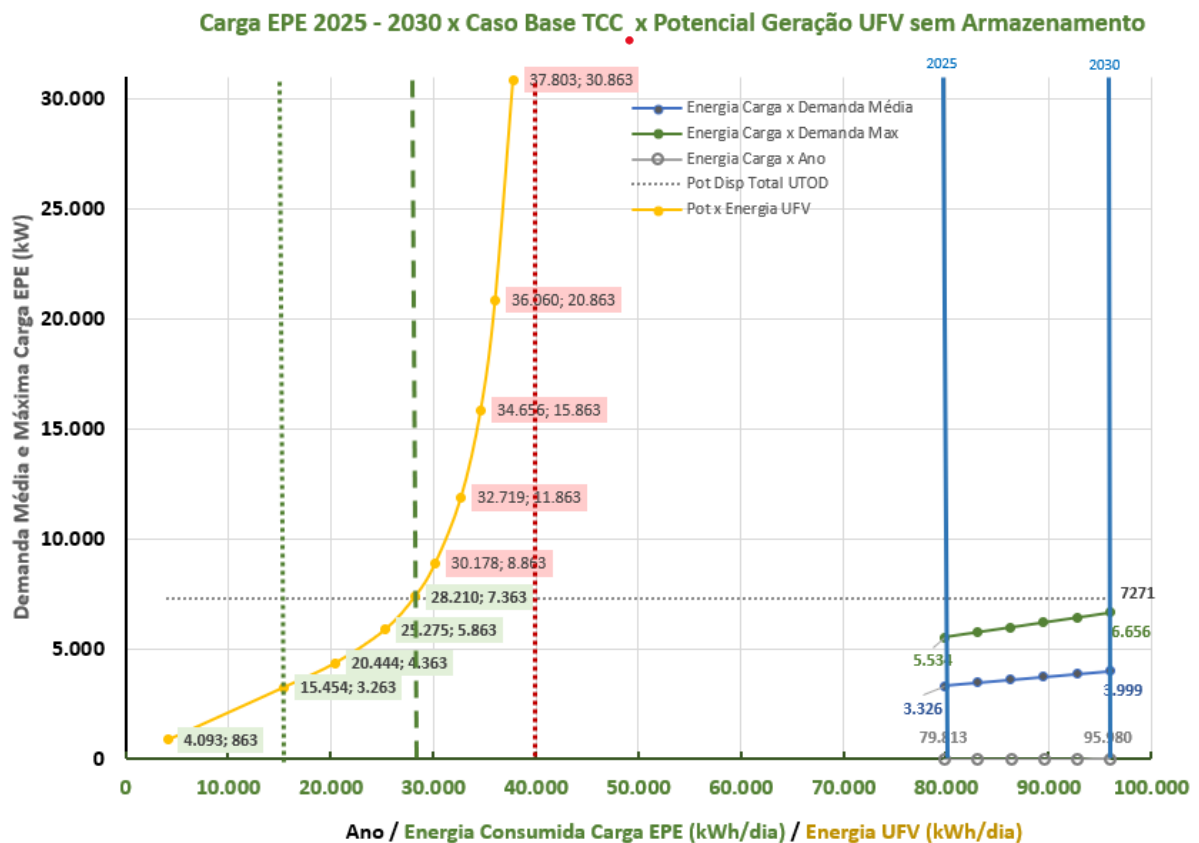


Figura 9: Resultados de geração de energia solar a partir do incremento contínuo de potência sem armazenamento para Caso Base 2025. Fonte: Autoria Própria.

Portanto, foi analisada a implantação de geração solar fotovoltaica tendo como referência preliminar esses valores de potência. Para tal plotamos na Figura 9 a seguir uma ampliação da Figura anterior.

Conceitualmente para o atendimento da carga da ilha, faz-se necessário a produção de uma energia máxima de 95.980 kwh/dia e uma demanda máxima de 6.656 kW em 2030. A área com a sombra (verde clara) no Gráfico 8 indica esse montante de energia máxima.

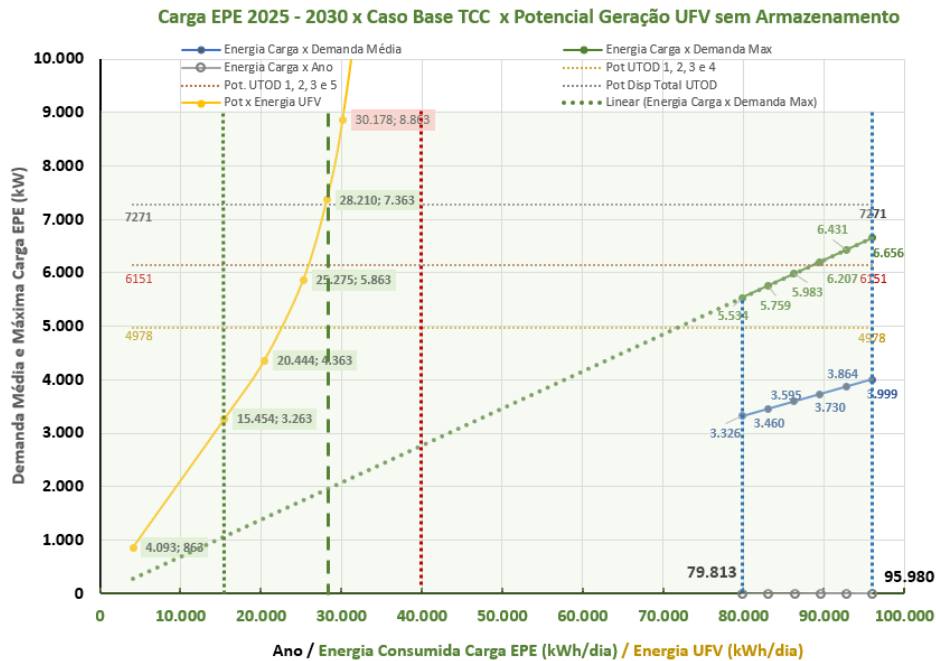


Figura 10: Resultados de geração de energia solar sem armazenamento para o Caso Base 2025. Fonte: Autoria Própria.

Portanto, na Figura 11 temos no lado esquerdo (área em verde) os requisitos de energia consumida, e no lado direito temos as parcelas de geração segregadas em dois segmentos: o primeiro segmento com a capacidade “viável” do ponto de vista técnico econômico para a geração solar no portfólio de geração TCC (na área amarelada) e no segundo segmento para a geração pelo restante do portfólio de geração (área em azul).

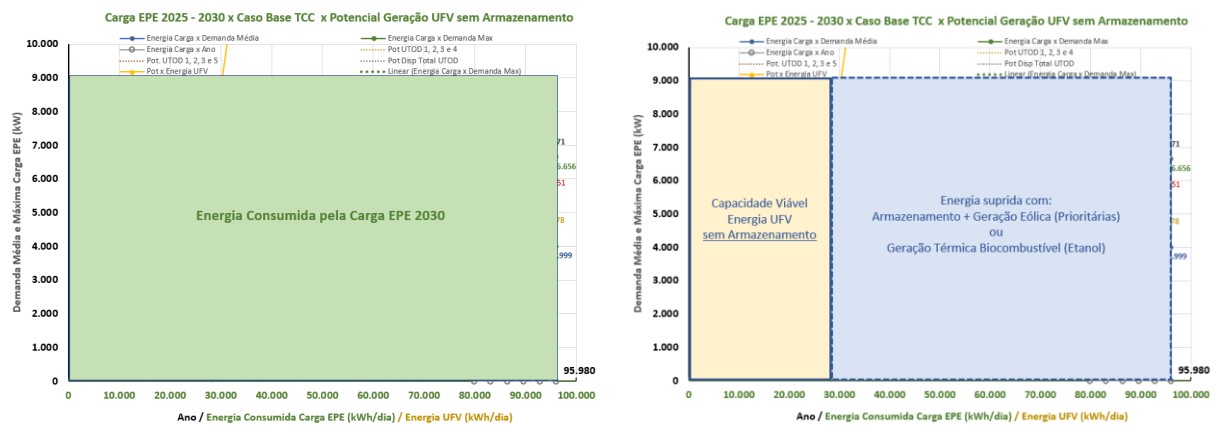


Figura 11: Capacidade Viável de geração de energia solar sem armazenamento em Noronha para o período 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.

Respeitadas as premissas iniciais a estimativa para a expansão desta fonte (UFV), foi estimativa preliminarmente da seguinte forma: uma potência de 2.000 a 10.000 kW, sendo para base no Solo Centralizada (0, 2000, 4000 e 6000 kW) e para Flutuante Centralizada (0, 2000 e 4000 kW).

Deste universo, no entanto, considerando o histórico de expansão relativamente pequena da geração solar na ilha, optamos por adotar uma estimativa de expansão mais conservadora de 6.000 kW até 2031, com uma distribuição para efeito de simulação de 4.000 kW em solo e 2.000 kW flutuante (futura). Adicionalmente, a expansão de Geração Solar Distribuída (GD) torna-se uma margem adicional para alcançar esta previsão ou ampliá-la.

Portanto, foi adotado o seguinte cronograma relatado na Tabela 8 para a ampliação da geração solar no período de 2026 a 2031, independente de um sistema de armazenamento associado, o que será avaliado e simulado no desenvolvimento do trabalho. Destaca-se que as usinas solares fotovoltaicas flutuantes têm maior custo de implantação e de O&M razão pela qual são implantadas mais tardiamente. Nas simulações realizadas não foi avaliado este escalonamento em base anual, mas apenas a segmentação entre UFV Solo (2026-2029) e UFV Flutuante (2030-2031).

Tabela 8: Indicação de cronograma para ampliação da geração solar no período 2026-2031. Fonte: Autoria Própria.

Novas UFV	Ano	Tipo	Potência (kW)
UFV 2	2026	Solo	1000
UFV 3	2027	Solo	1000
UFV 4	2028	Solo	1000
UFV 5	2029	Solo	1000
UFV 6	2030	Flutuante	1000
UFV 7	2031	Flutuante	1000
<b>Total de nova UFV agregada</b>			<b>6000</b>

### 3.5.2.2 - Substituição escalonada da geração termoelétrica a diesel (UTOD) por geração termoelétrica a etanol (UTET) nos primeiros 5 anos (2025 a 2029)

A partir da avaliação do custo (LCOE) e das emissões de CO<sub>2</sub> para o atendimento à carga e do prazo de vencimento da concessão da UTE Tubarão, foi analisada na sequência o processo de substituição total das atuais unidades termoelétricas (óleo diesel). Nesta etapa se buscou a melhor alternativa sob o ponto de vista de flexibilidade operacional e de soluções de menor custo global e maior sustentabilidade. Para permitir maior flexibilidade operativa na gestão dessa substituição, foi considerada também a possibilidade de manutenção parcial de algumas unidades a diesel nessa UTE até pelo menos 2031 e a autorização para gerar com até 100% da potência instalada (7.271 kW) sem que haja a necessidade da ampliação

imediate da capacidade atual da UTE (2025) até 2028. Importante reforçar o fato de que a outorga da UTE diesel termina em 2030.

Na sequência foi adicionada uma nova Unidade de Geração Termoelétrica a Etanol, que denominamos UTET 1, com a potência de 1.300 kW (valor próximo às atuais unidades UTOD) à geração atual. Tendo em vista a necessidade imediata de ampliação da capacidade do atual portfólio de geração da ilha para o atendimento da carga, e dos fatos da atual geração UTOD estar em final de concessão, bem como, da premissa de que a implantação de geração eólica offshore será exequível a partir de 2031, foram analisados os resultados para uma configuração com pelo menos mais uma UTET em 2028.

O melhor resultado de simulação para esta configuração foi o mesmo do Caso Base TCC (terceira coluna da Tabela 6), pois em função do algoritmo do HOMER PRO considerar o investimento (CAPEX) para a implantação da nova UTET 1, esta unidade ficou praticamente desligada operativamente para a configuração mais otimizada, ou seja, para um LCOE de R\$ 1,77 / kWh. A lógica do HOMER PRO atribui o melhor resultado para a configuração que apresenta o melhor LCOE dentre as simulações realizadas. No entanto, ao analisar alguns resultados específicos no HOMER PRO, observamos que nessa configuração, com o acréscimo da UTET 1, a UTOD 5 (2293 kW) ou qualquer outra UTOD poderá ficar como reserva operativa. O HOMER PRO prioriza o despacho de geração nas unidades UTOD 1, 2, 3, 4 e 5 e atribui apenas uma parcela muito pequena de geração para a UTET 1 nas configurações de melhor desempenho da UTET 1. No entanto essa lógica do aplicativo, em contrapartida, provoca um resultado indesejado de manutenção do alto volume de emissão de CO<sub>2</sub>, o que poderia ser expressivamente melhorado na prática com a operação prioritária em tempo integral da UTET 1 ao invés de uma UTODx de potência similar.

Outra observação relevante é que não foi possível o atendimento à carga com a UTOD 5 (2.293 kW) e mais outra unidade (UTOD 1, 2, 3 e 4 ou a unidade UTET 1) indisponíveis simultaneamente. Mas foi viável a operação do portfólio de geração com até duas unidades UTODx ou UTET1 indisponíveis, com exceção da UTOD 5. Assim, foi colocada uma das unidades UTOD 1, 2, 3 ou 4 como reserva operativa, até o final de 2029, desde que já esteja em operação pelo menos mais uma UTET 1 neste período.

Fizemos nova rodada de simulações considerando “artificialmente” uma UTET 1 sem CAPEX e com baixos custos de combustível e O&M (tornando-a prioritária no algoritmo de otimização), a fim de provocar a alteração na lógica de priorização do HOMER PRO, permitindo assim a quantificação “forçada” de potencial redução de emissão de CO<sub>2</sub> pelo novo portfólio e dimensionando o consumo de combustível nesta configuração. Evidentemente, os valores relativos aos custos de qualquer ordem não estão corretos, mas temos uma dimensão bastante razoável dos resultados de emissão de CO<sub>2</sub> e de volume de

combustível (em litros/ano). Merece destaque que não foi possível segmentar no HOMER PRO a emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de geração.

Logo, nesta simulação “forçada” sobre a lógica do HOMER PRO, uma unidade UTODx ficou como reserva operativa o que fez com que a UTET 1 assumisse artificialmente a priorização do despacho operativo deste portfólio de geração, operando durante 8.760 h anuais. Um resultado chama a atenção: o consumo de combustível elevado da UTET 1 de 5,76MI, o que pode requerer uma maior infraestrutura e logística. Por outro lado, o nível de emissão geral de CO<sub>2</sub> do portfólio foi de aproximadamente 13.000.000 kg/ano, apresentando uma redução significativa de 37% em relação a emissão geral de CO<sub>2</sub> do caso anterior de 20.724.000 kg/ano, com apenas a substituição de uma UTODx por uma UTET1 no portfólio. Resta destacar que a partir da formação de um NPGR, tendo a geração térmica com etanol como geração secundária (potência) em relação a geração renovável variável + armazenamento, é esperada uma redução significativa na participação relativa da geração termoelétrica na produção de energia, o que deve compensar o potencial aumento do consumo de combustível por MWh gerado por litro de etanol em relação ao óleo diesel. Neste caso simulado está incluída apenas a participação da atual UFV1.

Entendemos que na gestão do projeto de substituição da geração termoelétrica com diesel por etanol será necessário a construção de uma nova infraestrutura específica para a UTE com etanol, e que devido ao prazo para a implantação da geração eólica Offshore, pode ser interessante estender a operação de algumas unidades a diesel por mais dois ou três anos além do prazo do final da concessão atual, de forma a se ter uma gestão de implantação da geração termoelétrica a etanol mais otimizada na composição do NPGR.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 - Constituição do NPGR com a adição de geração solar e da UTET 1 de 2025 a 2029

Nesta etapa do trabalho foi feita uma composição para o NPGR 2025 a 2029 (5 anos) adicionando a Geração Solar Fotovoltaica (4000 kW) mais uma nova UTET 1 (1300 kW). Listamos a seguir algumas constatações relativas à essas simulações, considerado o prazo até o final de 2029 cujos resultados são descritos na Tabela 9:

- É possível atender à carga com qualquer unidade de geração termoelétrica indisponível para a operação (UTOD x ou UTET1). É possível atender à carga com até duas unidades de geração termoelétrica indisponíveis, com exceção da UTOD 5.
- O LCOE apresenta uma redução de R\$ 1,77 / kWh para R\$ 1,56 / kWh.
- Há a necessidade de um CAPEX de R\$ 22,5 milhões, considerando o acréscimo de UFV2 (4.000kW) e UTET1(1.300kW).
- Existe um corte de energia gerada pela fonte solar fotovoltaica de 250.438 kWh/ano, o que indica potencial para a instalação de um sistema de armazenamento ou para o uso alternativo desta energia para aplicações de interesse institucional.

Tabela 9: Resultados do NPGR 2025-2029 com o acréscimo de uma UFV2 (4.000kW) e de uma UTET1 (1.300 kW). Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (i) (24-25)	Base UTOD (24-25)	Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)
Configuração		UTOD (7000 kW)	5 UTOD (1,2,3,4 e5)	UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBT5 + ETET 1 +nUFV
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2025-2029	2025-2029
LCOE	R\$/kWh	1,97	1,85	1,77	1,56
Custo Comb	MR\$/ano	59,5	56,5	54,0	42,8
CO2	Kg/ano	22.766.026	21.663.672	20.675.468	9.806.009
Combust Portf	L/ano	8.681.948	8.250.118	7.884.702	8.622.500
CAPEX Total	MR\$	0	0	0	22,5
CAPEX (Período)	MR\$	0	0	0	22,5
Energia Cortada	kWh/ano	0	0	0	250.438
<b>Componentes (unid.):</b>					
	ETET	0	0	0	1 x 1300
	UFV	0	0	1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000
	EOL	0	0	0	0
	BAT (MWh)	0	0	0	0
	UTOD	1x7000 kW	5 x UTOD	5 x UTOD	5 x UTOD

Em nova simulação retirando de serviço a UTOD 4 de 1.280 kW, observou-se que o resultado reforçou a necessidade de corte de carga para o atendimento da carga no caso da perda da UTOD 5. Esta constatação é relevante no sentido de se manter a atual infraestrutura física da UTE Tubarão durante a substituição de outras UTODx por UTETx.

Observamos que a energia cortada, ou seja, produzida pela geração solar e não utilizada pela carga, foi de apenas 0,79%, o que confirma nossa análise no item 3.4.2.1 sobre esta questão, tendo em vista a opção de adicionar 4.000 kW de UFV centralizada no solo de

2026-2029. A entrada adicional de geração solar flutuante além de mais complexa, apresenta maior custo. Em função desta última consideração foi prevista potencial entrada de solar flutuante em 2030 e 2031, a depender da composição do Novo Portfólio de Geração da ilha. Temos na Tabela 9 a evolução destes resultados, com destaque para a redução do LCOE e, também, do volume de emissão de CO<sub>2</sub> no período de 2025-2029.

Na Figura 12 temos uma visão da evolução dos resultados do NPGR deste os Casos Base (3 primeiros) até a configuração NPGR 2025-2029, ou seja, antes da implantação da geração eólica Offshore, da substituição de todas as UTOD x por UTET x, da complementação de novas unidade de UFV e de um sistema de armazenamento.

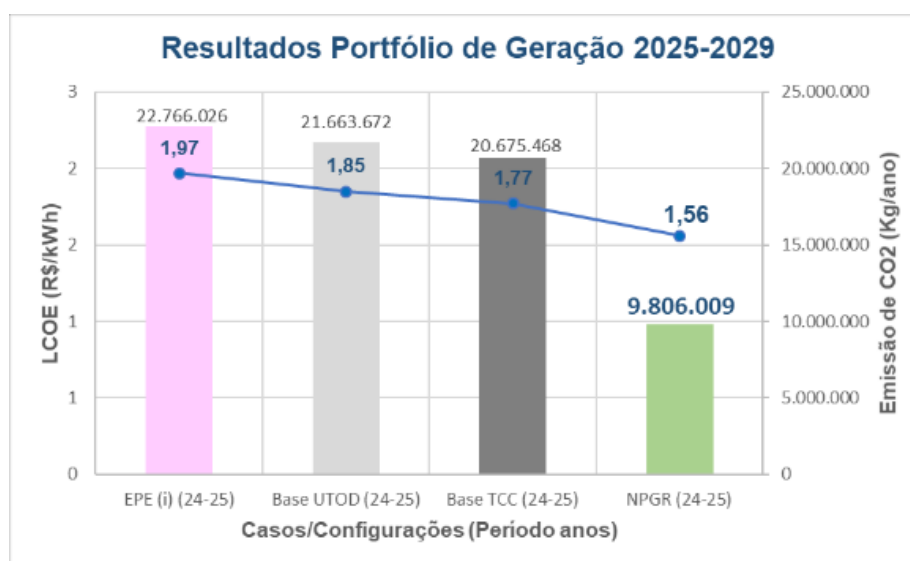


Figura 12: Resultados do NPGR 2025-2029. Fonte: Autoria Própria.

Merece destaque a redução significativa do LCOE e do volume de emissão de CO<sub>2</sub>, para um consumo de combustível praticamente no mesmo patamar das configurações anteriores.

Por fim, apresentamos na Figura 13 a evolução da formação do NPGR para Fernando de Noronha no período de 2025 a 2029. O espaço em cinza, cuja energia ainda é suprida pela UTOD, deverá ser ocupado e otimizado por novas fontes renováveis, tais como, por novas UTET (fonte disponibilidade), por novas unidades de Geração Eólica Offshore (EOL), por mais Geração Solar Fotovoltaica (UFV) e por novo sistema de Armazenamento com Baterias (BAT).

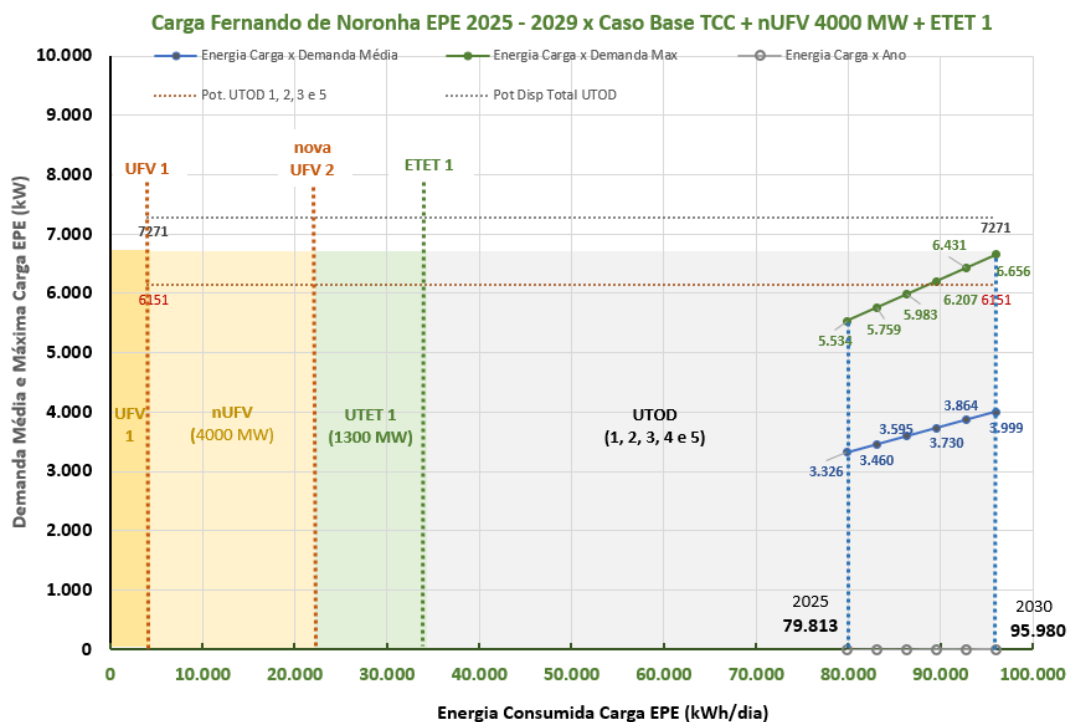


Figura 13: Representação gráfica dos resultados do Caso Base 2025 com a entrada de UFV2 (4.000kW) e da UTET1 (1.300kW). Fonte: Autoria Própria.

## 4.2 - Substituição integral da geração térmica a diesel por um novo portfólio de geração renovável (NPGR) no período 2030-2040

O tempo estimado para a implantação de geração eólica Offshore neste trabalho foi de 7 anos (a partir de 2025). Diante do fato de que a concessão da UTE Tubarão (UTOD) vence em 2030, avaliou-se nesse item uma proposta de composição para o NPGR de Fernando de Noronha baseado nas seguintes premissas:

- A geração eólica Offshore entrará em operação em 2032 (implantação de 2025-2031).
- A instalação de novas UTET em 2030 (UTET 1 já instalada em 2028).
- Avaliação e instalação de sistema de armazenamento complementar (não exaustivo).
- Avaliação de instalação de mais 2.000 kW de geração solar flutuante (UFVf) em 2030 e 2031.
- Uso da denominada “energia cortada” para o processo de dessalinização de água, eletrificação de veículos e outras aplicações similares de interesse institucional.
- A composição de um conjunto de UTET com unidades padronizadas de 1.300 kW. Esta potência pode variar de acordo com a disponibilidade comercial de alternadores síncronos trifásicos de mercado. O sistema de acionamento destes geradores são os motores de combustão interna. A padronização das UTET permite uma maior flexibilidade operativa e ganhos de eficiência nos processos de operação e manutenção.

- A composição de nova planta de Unidades de Geração Eólica Offshore (EOL) com aerogeradores Offshore padronizados, com potência de aproximadamente 3.300 MW e altura do hub de aproximadamente 100m (questões de impacto visual).
- A fim de otimizar o investimento, considerada a extensão da vida útil de unidade(s) UTOD até a entrada em operação da usina eólica offshore (estimada para 2031).
- A instalação física de uma nova Usina Termoelétrica a biocombustível segregada da atual Usina Térmica de Tubarão, a fim de permitir a operação paralela da UTET 1 com as unidades UTOD, dar flexibilidade para a gestão deste processo de transição e descarbonização e, também, para colher os benefícios do menor custo da tarifa para os consumidores da ilha.

## Geração Eólica Offshore (EOL)

Para a composição da Geração Eólica Offshore (EOL) fizemos pesquisas de caráter comercial no site de um grande fabricante em nível mundial VESTAS, objetivando utilizar um perfil mais assertivo de unidades de aerogeradores neste trabalho. Após análise no catálogo do portfólio de produtos VESTAS [VES 24] foram selecionados dois modelos de turbinas “OFFSHORE”, V112-3.3 MW e V164-8.0. Esta escolha se deveu a um volume expressivo de mais de 590 turbinas offshore instaladas na Europa desde 1990 (1.457 MW). Em função de questões socioambientais optamos pela turbina indicada na Figura 14 a seguir, cujas principais informações técnicas estão reproduzidas parcialmente neste trabalho.

## V112-3.3 MW™ IEC IB Facts & figures

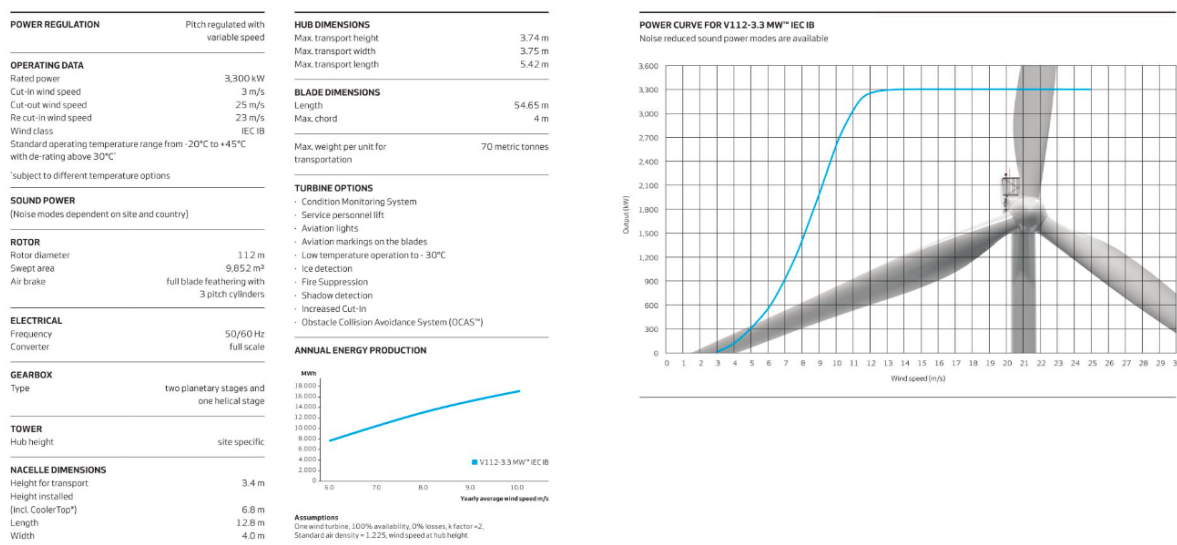


Figura 14: Especificações das turbinas Vestas modelo V112-3.3 MW. Fonte: [VES, 24]

Utilizamos a Curva de Potência deste modelo para referenciar as simulações de geração eólica Offshore no HOMER PRO, conforme apresentado na Figura 15. Adotou-se uma altura do Hub (“Hub Height”) de 100 metros e considerou-se uma vida útil (“Lifetime”) de 25 anos nas simulações.

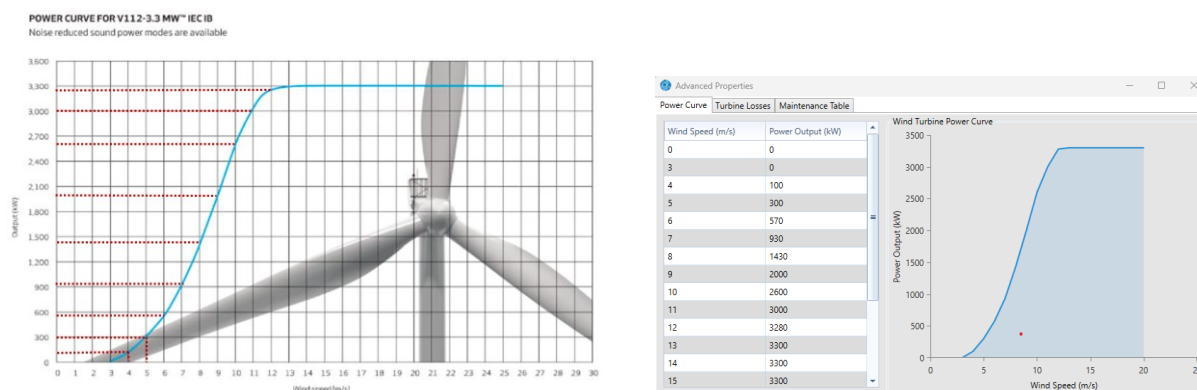


Figura 15: Curva de Potência da turbina Offshore Vestas V112-3.3 MW. Fontes: [VES, 24] e Autoria Própria.

O valor do Capital Investido (CAPEX) para a instalação de cada aerogerador teve como referência o Relatório IRENA [IRE 23], apresentando um valor de CAPEX TOTAL de R\$17.305/kW instalado, referenciado a 2022. Como nosso aerogerador tem 3,3 MW, esse CAPEX TOTAL 2022 seria de R\$ 57.106.000,00. Como a previsão é de que o aerogerador Offshore será adquirido em 2030, estimamos uma redução adicional de custos de mais 15% em função do processo de avanço histórico de tecnologia, o que representou um CAPEX TOTAL 2030 de R\$ 48.540.000,00 por unidade. Não consideramos custos de reposição no período. Outra questão fundamental é que neste valor já estão incluídos os custos da interconexão elétrica e um percentual de contingências, razão pela qual não detalhamos estas questões no desenvolvimento deste trabalho. Mantivemos a relação adotada pela EPE de 3,5% de custos de O&M anuais, o que representou um custo anual de O&M de R\$ 1.697.812,00 por unidade de geração.

Desalegn, Gebeyehu, Tamrat, Tadiwose e Lata, no artigo “Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines’ life-cycle impact assessments” [DES 23] é mostrado que para centrais eólicas Offshore o fator de capacidade médio ponderado global é de 43% em 2018 e prevê-se que apresente um crescimento importante nas próximas décadas. Espera-se que as usinas eólicas offshore tenham fatores de capacidade máximo, mínimo e médio de 58%, 36% e 47%, respectivamente, até o ano 2030. Neste mesmo artigo temos o indicativo de uma melhora significativa no LCOE da geração eólica de 2030 para 2050, com destaque para o segmento Offshore. Na Figura 16 ilustramos estas constatações. Ambos os indicadores apresentam evoluções importantes do desempenho da geração eólica, com destaque para a geração Offshore.

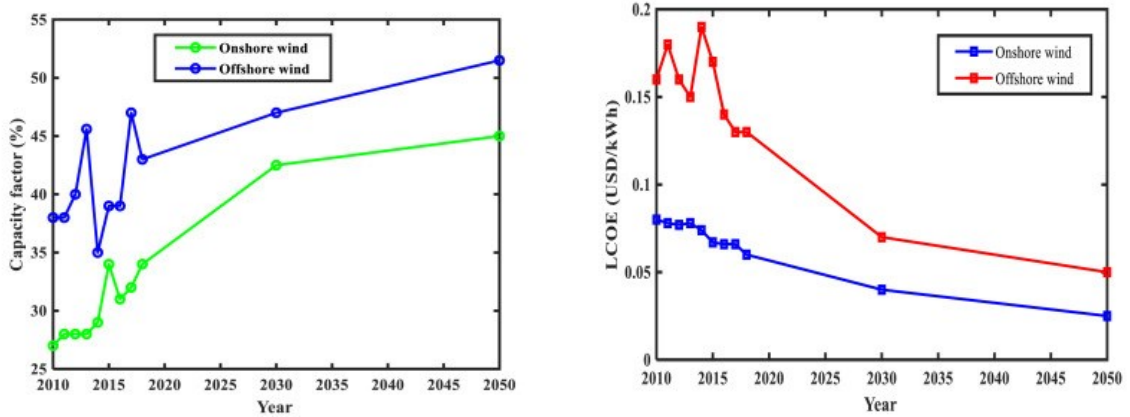


Figura 16: Evolução Comparativa do Fator de Capacidade e LCOE para turbinas eólicas Onshore e Offshore. Fonte: [DES, 23]

Após a realização de diversas simulações utilizando o HOMER PRO, chegamos a uma proposta para o NPGR para Fernando de Noronha, considerando o decênio 2030-2040. Esta NPGR apresentou ganhos significativos nos resultados, inclusive benefícios em termos de redução dos custos da energia (LCOE), tendo em vista que a vida útil de componentes e unidades vai até 2050. Na Figura 17 a seguir temos uma modelagem da contribuição do montante de energia que a nova parcela do NPGR deverá acrescentar para o atendimento de carga no horizonte 2030-2040.

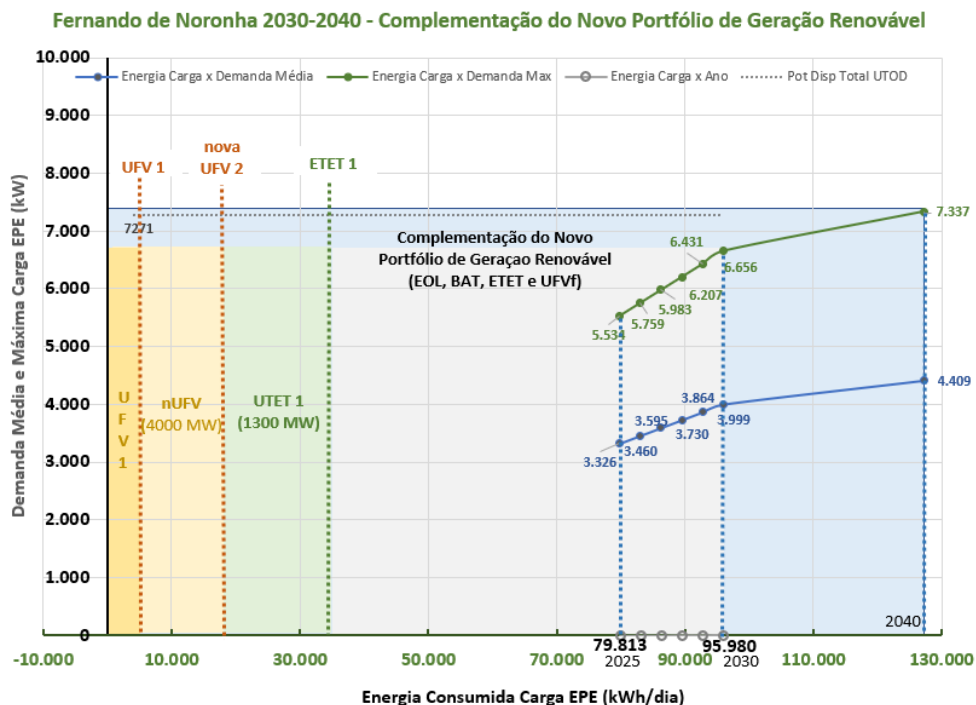


Figura 17: Representação gráfica da contribuição de novas unidades de geração do NPGR para o atendimento a carga de 2030-2040. Fonte: Autoria Própria.

Nesta nova configuração para a NPGR 2030-2040 temos o acréscimo das seguintes unidades de geração em substituição as 5 unidades UTODx com óleo diesel (com prazos):

- Três novas unidades de geração eólica Offshore de 3.300 kW (EOL 1, 2 e 3) até 2031.

- Quatro novas unidades de geração térmica com etanol (UTET 2, 3, 4 e 5) até 2030.
- Um sistema de baterias de 3MWh e 750 kW, com autonomia de até 4 h (BAT 3M) até 2031.

Foram mantidas neste cenário a geração solar centralizada já instalada em 2030 com potência de 4.863 kW e de uma Unidade de Geração Térmica com Etanol (ETET1). Importante registrar que neste caso/configuração (simulação), é possível a indisponibilidade operativa de pelo menos uma unidade UTET, o que indica uma flexibilidade adequada para a operação do sistema elétrico e o atendimento à carga. Esta constatação reforça que esta configuração do NPGR apresenta um espectro adequado para a operação do sistema elétrico da ilha segundo as várias simulações consideradas viáveis pelo HOMER PRO. De uma forma resumida são apresentados na Tabela 10 e Figura 18 os principais resultados destas simulações decorrente da nova configuração proposta para o NPGR de Fernando de Noronha com ganhos expressivos para o período de 2030 a 2040, com destaque para a redução do LCOE e do volume de emissão de CO<sub>2</sub>, mas demandando neste período um CAPEX de R\$ 201 milhões.

Tabela 10: Evolução dos resultados para o NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (i) (24-25)	Base UTOD (24-25)	Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)	NPGR 30-40
Configuração		UTOD (7000 kW)	5 UTOD (1,2,3,4 e5)	UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBT5 + ETET 1 +nUFV	UFV + UTET +EOL + BAT
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2025-2029	2025-2029	2030-2040
LCOE	R\$/kWh	1,97	1,85	1,77	1,56	1,57
Custo Comb	MR\$/ano	59,5	56,5	54,0	42,8	31,5
CO2	Kg/ano	22.766.026	21.663.672	20.675.468	9.806.009	33.306
Combust Portf	L/ano	8.681.948	8.250.118	7.884.702	8.622.500	4.477.253
CAPEX Total	MR\$	0	0	0	22,5	201,5
CAPEX (Período)	MR\$	0	0	0	22,5	179
Energia Cortada	kWh/ano	0	0	0	250.438	17.744.156
<b>Componentes (unid.):</b>						
	ETET	0	0	0	1 x 1300	5 x 1300
	UFV	0	0	1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 863 + 1 x 4000
	EOL	0	0	0	0	3 x 3300
	BAT (MWh)	0	0	0	0	3
	UTOD	1x7000 kW	5 x UTOD	5 x UTOD	5 x UTOD	0

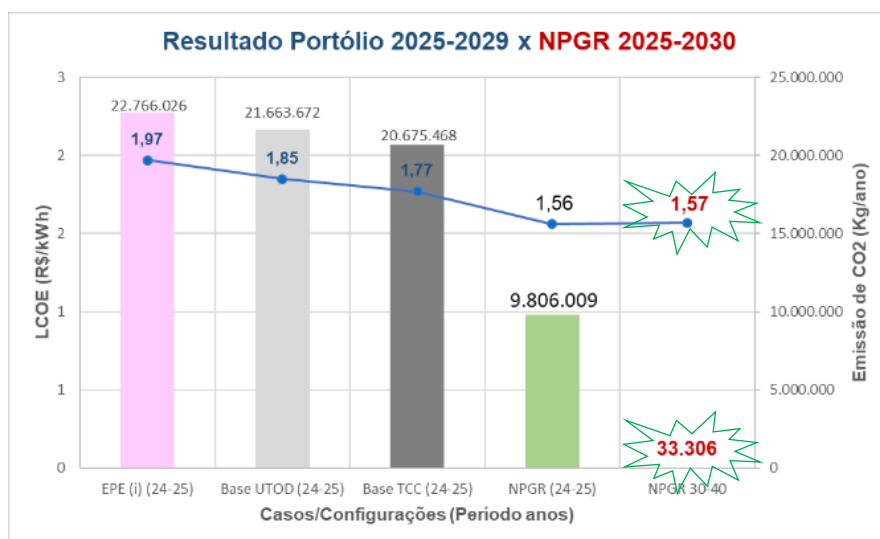


Figura 18: Resultados do NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria.

Destaca-se alguns resultados relevantes desta proposta de NPGR de Fernando de Noronha para o período 2030-2040:

- Um ganho importante em sustentabilidade, pois o volume de emissão de CO<sub>2</sub> reduziu de forma muito relevante, de aproximadamente 20.675.468 kg/ano para 33.306 kg/ano (0,165), com uma redução 99,83% em relação ao Caso Base TCC.
- O LCOE se reduz de R\$ 1,77 / kWh para o Caso Base TCC no período de 2025-2029, mesmo com a UTOD depreciada, para R\$ 1,57 / kWh (redução de 11,30%), indicando uma redução no custo da energia. Além disso, para o período de 2040-2050 uma grande parte do investimento para a composição do NPGR já foi realizado com a expectativa de resultados ainda melhores.
- A indicação de uma energia renovável variável gerada excedente de 17.744.156 kWh/ano para a configuração proposta, o que possibilita a utilização com baixo custo para os processos de dessalinização da água e o tratamento de esgoto, dentre outras potenciais atividades. Este potencial tende a ser maior no período 2040-2050.
- Redução de 43,22% no consumo de combustível para o suprimento de geração térmica para o NPGR (de 7.884.702 l/ano para 4.477.253 l/ano), com menor risco de problemas ambientais e melhor logística de distribuição e com redução de custos. Apesar da queima do etanol gerar como subprodutos o vapor d'água e o CO<sub>2</sub>, sendo que este CO<sub>2</sub> seria capturado no processo de fotossíntese, o que teoricamente levaria a uma emissão neutra de CO<sub>2</sub>, o HOMER PRO considera ainda a emissão de CO<sub>2</sub>. Optou-se por uma abordagem mais conservadora neste trabalho, de forma a se ter uma referência comparativa em relação aos resultados simulados pela EPE.
- A priorização da geração renovável variável nesta configuração NPGR como fonte primária para o atendimento da carga reduz o custo anual com combustível de geração em 41,67%, de R\$ 54M/ano para R\$ 31,5M/ano, decorrente principalmente do custo de combustível para a geração termoelétrica (UTET).
- Para a composição final da NPGR de Fernando de Noronha existe a necessidade de um investimento de R\$ 206M de 2030-2040, mais o investimento de R\$ 23M o período de 2025-2029, totalizando aproximadamente R\$ 229M de 2025-2040.
- O acréscimo de mais 2.000 kW de geração solar flutuante, previstas para 2030 e 2031 no NPGR 2030-2040 não se mostrou atrativo, razão pela qual não foi adicionado ao conjunto de fontes nesta configuração.
- Os custos da eventual da utilização temporária da geração termoelétrica a óleo diesel durante este período não foram considerados. No entanto, dependendo da dimensão desse despacho eventual, o custo do óleo diesel pode se tornar relevante.

Na Tabela 11 a seguir apresentamos um resumo da energia produzida pela Proposta de NPGR 2030-2040 para Fernando de Noronha, com destaque para uma geração muito expressiva de energia eólica (EOL) e de solar fotovoltaica (UFV), representando as principais fontes primárias, e uma geração secundária complementar eletrotérmica com etanol (UTET) para atendimento à demanda e para maior estabilidade operativa do sistema elétrico da ilha.

Tabela 11: Energia Consumida, Energia Produzida e Energia Excedente no NPGR 2030-2040. Fonte: Autoria Própria.

Novo Portfólio de Geração Renovável Proposto 2030-2040						
Comp	Energia Consumida		Energia Produzida		Energia Cortada	
	kWh/ano	kWh/dia	kWh/ano	kWh/dia	kWh/ano	kWh/dia
<b>Total</b>	41.672.472	114.171	59.419.192	162.792	17.737.482	48.596
UFV 1			1.491.092	4.085	29,90%	
UFV 2			6.911.202	18.935		
EOL			42.170.553	115.536		
UTET			8.846.345	24.237		
<b>Total</b>			<b>59.419.192</b>	<b>325.704</b>		
BAT	Energia de Transferência		43.682	120	Autonomia (h):	2,69

A Figura 19 a seguir ilustra de forma didática a distribuição por segmento de geração decorrente da entrada em operação da configuração proposta para NPGR 2030-2040.

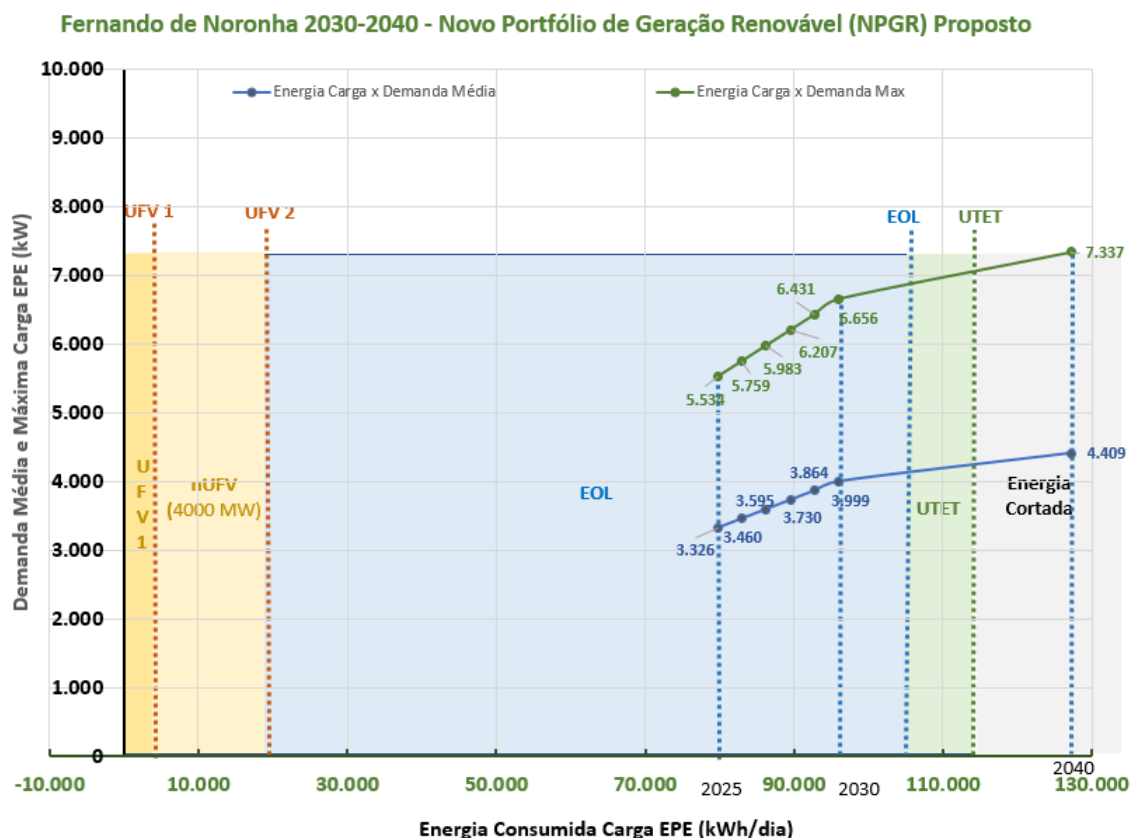


Figura 19: Modelo conceitual de contribuição das diversas fontes para o NPGR 2030- 2040. Fonte: Autoria Própria.

### 4.3 - Configuração Final para o NPGR de Fernando de Noronha (2030-2050)

Para uma avaliação mais precisa dos benefícios dos investimentos realizados para a composição da NPGR, realizamos novas simulações considerando a extensão do tempo de vida útil técnica das unidades de geração até o período de 2030 a 2050 (20 anos a partir de 2030). Evidentemente ocorre um aumento de demanda máxima e média necessárias para o atendimento da carga.

Trata-se do caso GERAL a partir da configuração desenvolvida no item 4.2, com um número bastante elevado de configurações possíveis simuladas e otimizadas no HOMER PRO (até 1.310.720 simulações). Nesta configuração variou-se o número de unidades térmicas (ETET), de unidades eólicas Offshore (EOL), de capacidade de geração solar (UFV) e de capacidade de armazenamento (BAT).

A Configuração Final do NPGR 2030-2050 que apresentou o melhor resultado tem a seguinte composição:

- Uma geração eólica Offshore composta de 4 unidades de 3.300 kW cada (EOL);
- Uma geração solar fotovoltaica com capacidade de 10.000 kW (UFV e UFVf);
- Um sistema de armazenamento com capacidade de 10 MWh (BAT), com autonomia de 4h;
- Uma geração termoelétrica com etanol com 7 unidades de 1.300 kW cada (UTET).

Portanto, temos o acréscimo de capacidade em relação às configurações de itens anteriores em mais 6.000 kW de geração solar, somente em geração solar centralizada (Solo + Flutuante). Foi previsto o acréscimo de 4.000 kW de geração solar no solo entre 2025 e 2029, e a geração já existente de 863 kW, fazendo-se necessária a instalação de aproximadamente mais 2.037 kW solar em solo e mais 3.000 kW solar flutuante de 2030 a 2050. Também se faz necessário o acréscimo de mais 5 MWh de armazenamento com baterias de 2030 a 2050, totalizando 10MWh, que pode ser escalonado neste período.

De forma objetiva na Figura 20 e na Tabela 12 são apresentados os principais resultados relevantes para esta configuração final do NPGR, onde temos como destaque um LCOE de R\$ 1,06 / kWh e uma emissão de CO<sub>2</sub> de 16.971 kg/ano. Para tal, é estimado um investimento global no período 2025-2050 no valor de R\$ 291,5 milhões.

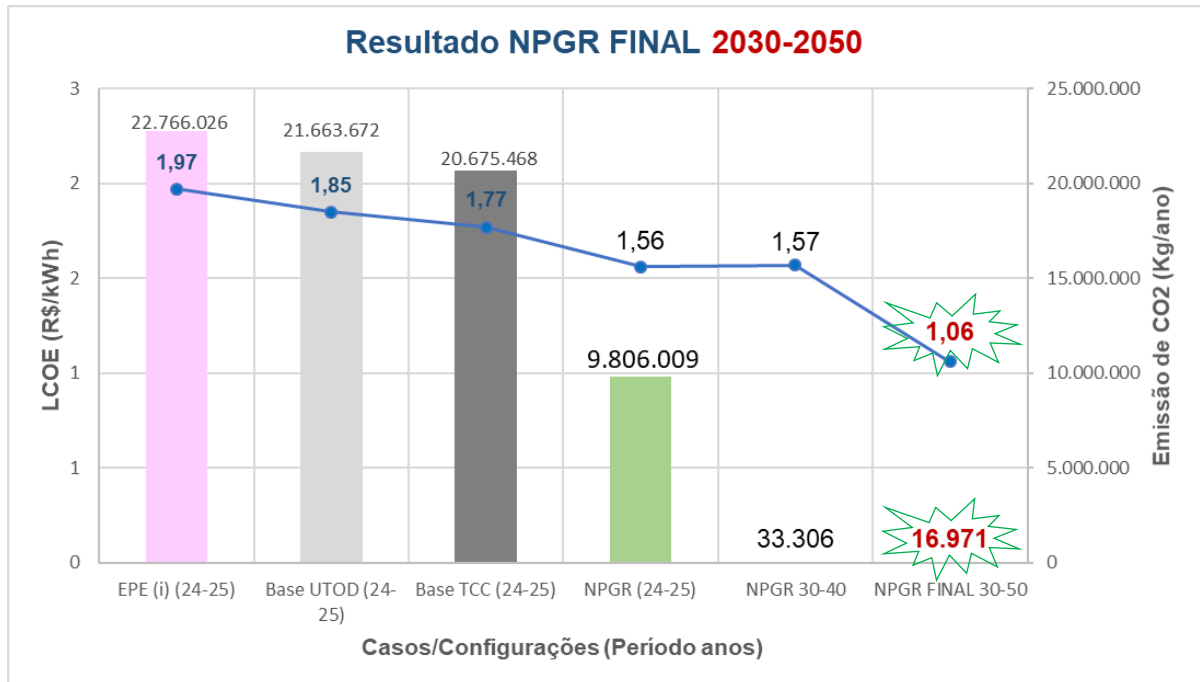


Figura 20: Resultados da Proposta Final NPGR 2030-2050. Fonte: Autoria Própria.

Tabela 12: Resultados da Proposta NPGR Final 2030-2050. Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (i) (24-25)	Base UTOD (24-25)	Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)	NPGR 30-40	NPGR FINAL 30-50
Configuração		UTOD (7000 kW)	5 UTOD (1,2,3,4 e5)	UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBTS + ETET 1 +nUFV	UFV + UTET +EOL + BAT	Melhor Config NPGR
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2025-2029	2025-2029	2030-2040	2030-2050
LCOE	R\$/kWh	1,97	1,85	1,77	1,56	1,57	1,06
Custo Comb	MR\$/ano	59,5	56,5	54,0	42,8	31,5	14,0
CO2	Kg/ano	22.766.026	21.663.672	20.675.468	9.806.009	33.306	16.971
Combust Portf	L/ano	8.681.948	8.250.118	7.884.702	8.622.500	4.477.253	2.281.432
CAPEX Total	MR\$	0	0	0	22,5	201,5	291,5
CAPEX (Período)	MR\$	0	0	0	22,5	179	269
Energia Cortada	kWh/ano	0	0	0	250.438	17.744.156	25.321.222
<b>Componentes (unid.):</b>							
ETET		0	0	0	1 x 1300	5 x 1300	7 x 1.300
UFV		0	0	1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 10.000
EOL		0	0	0	0	3 x 3300	4 x 3.300
BAT (MWh)		0	0	0	0	3	10
UTOD		1x7000 kW	5 x UTOD	5 x UTOD	5 x UTOD	0	0

Ademais o volume de combustível consumido se reduz de forma expressiva para 2.281.432 l/ano. Este valor indica o uso da geração termoelétrica com etanol como uma fonte de firme e secundária para um atendimento prioritário da dimensão “potência”, e, para uma adequada operação do sistema elétrico (“flexibilidade”).

De forma objetiva os principais resultados obtidos com a adoção desse NPGR proposto, são apresentadas na Figura 21 e Tabela 13.

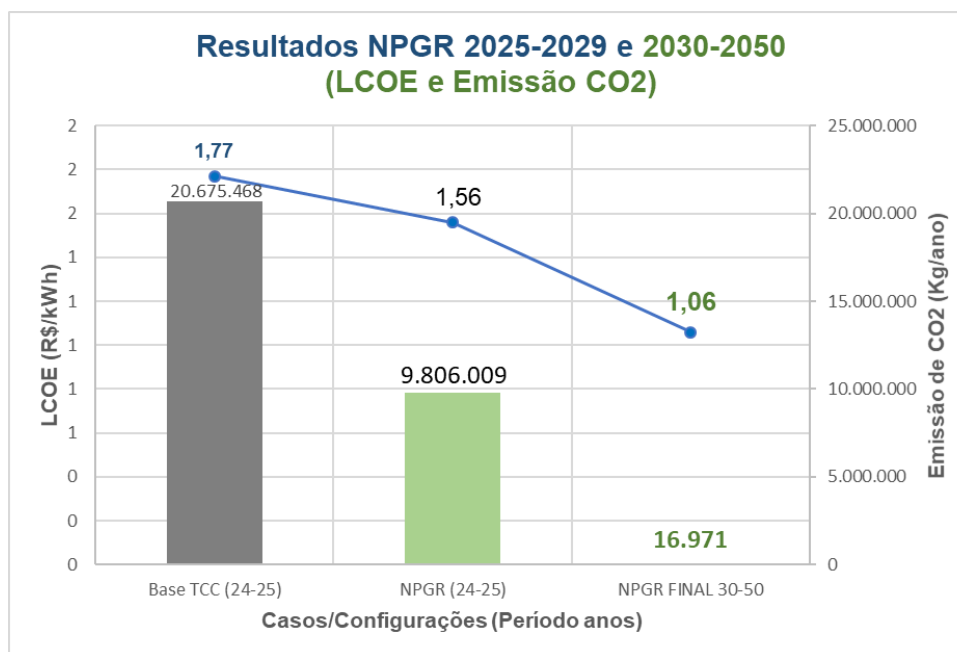


Figura 21: Evolução dos Resultados NPGR 2025-2050 (LCOE e CO2). Fonte: Autoria Própria.

Tabela 13: Evolução dos resultados do Caso Base TCC 2025 até a NPGR Final de 2025-2050. Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)	NPGR FINAL 30-50
Configuração		UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBT5 + ETET 1 +nUFV	Melhor Config NPGR
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2030-2050
LCOE	R\$/kWh	1,77	1,56	1,06
Custo Comb	MR\$/ano	54,0	42,8	14,0
CO2	Kg/ano	20.675.468	9.806.009	16.971
Combust Portf	L/ano	7.884.702	8.622.500	2.281.432
CAPEX Total	MR\$	0	22,5	291,5
CAPEX (Período)	MR\$	0	22,5	269
Energia Cortada	kWh/ano	0	250.438	25.321.222
<b>Componentes (unid.):</b>				
	ETET	0	1 x 1300	7 x 1.300
	UFV	1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 10.000
	EOL	0	0	4 x 3.300
	BAT (MWh)	0	0	10
	UTOD	5 x UTOD	5 x UTOD	0

Os principais resultados da proposta final para o NPGR de Fernando de Noronha são na Figura 22 e destacados a seguir:

- Redução do LCOE de R\$ 1,77 / kWh (2025-2029) para R\$ 1,06 / kWh (2030-2050), indicando uma redução no custo da energia. Temos uma redução significativa de 40,1% do LCOE.
- Redução do volume de emissão de CO2 em 99,92%, de 20.675.468 kg/ano para 16.971 kg/ano, com ganho muito expressivo de sustentabilidade.

- Redução do consumo anual de combustível em 71,07%, de 7.884.702 l/ano para 2.281.432 l/ano, mesmo com o crescimento da produção de energia elétrica para o atendimento ao mercado em 2050. A redução do custo anual de combustível em 74,1%, de R\$ 54,0 milhões anuais para R\$ 14 milhões anuais, o que indica a função de participação secundária no NPGR da geração termoelétrica.

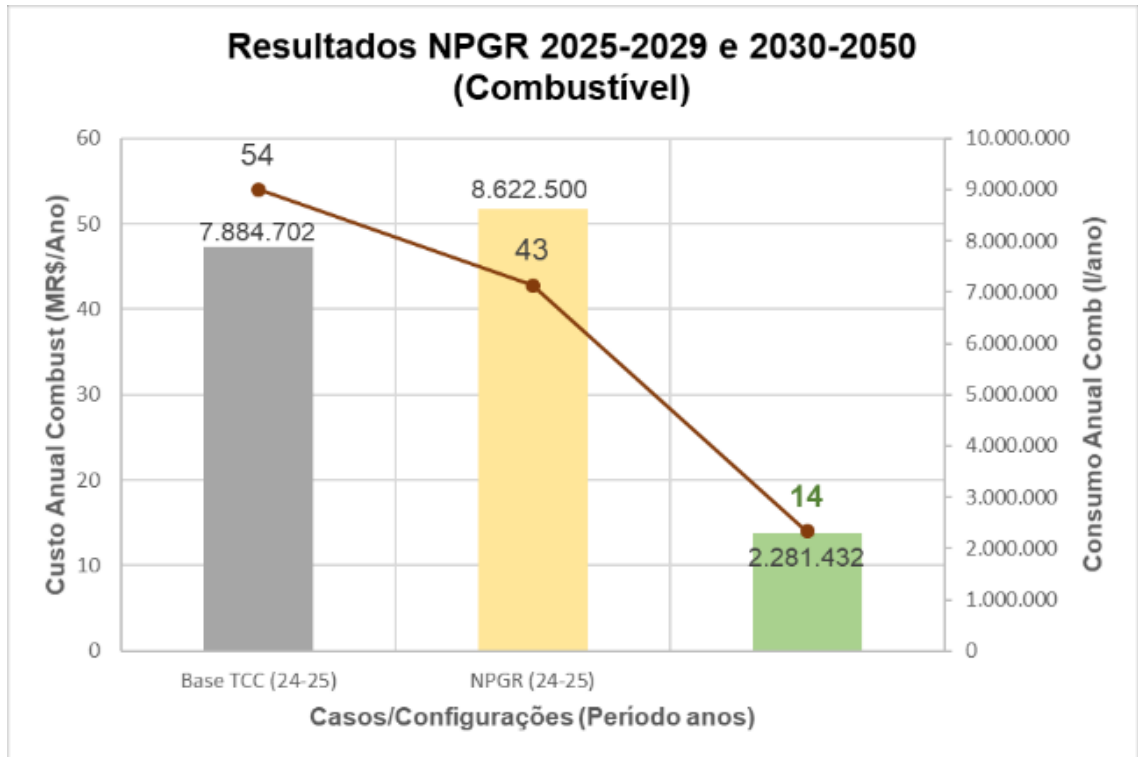


Figura 22: Resultados NPGR 2025-2030 e 2030-2050 (Combustível). Fonte: Autoria Própria.

#### 4.4 - Análise de Sensibilidade utilizando apenas Geração Termoelétrica na composição da Proposta NPGR o Curto, Médio e Longo Prazos

A fim de termos uma referência comparativa considerando cenários utilizando apenas geração termoelétrica com biocombustível (Etanol) no portfólio na composição da NPGR, que denominamos de “Cenários Limites”, foram analisados os resultados das simulações realizadas no HOMER PRO de configurações para cada um dos períodos anteriormente avaliados (2025-2029, 2030-2040 e 2030-2050). Esta análise de sensibilidade corresponde, por exemplo, a uma eventual impossibilidade de instalação de novas unidades de geração renovável variável e armazenamento, com exceção da substituição e ampliação da UTE Tubarão (óleo diesel) por novas unidades movidas a biocombustível (etanol). Estes resultados são apresentados na Tabela 14 e na Figura 23. Foi mantida nas simulações a atual geração solar centralizada (UFV1) de 863 kW já existente em todos os cenários.

Tabela 14: Evolução dos resultados para o NPGR de 2025-2029, 2030-2040 e 2030-2050 com NPGR e somente geração termoeletrica (UTOD e UTET). Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)	NPGR 30-40	UTET+UFV1 30-40	NPGR 20 anos	UTET + UFV 1 20 anos
Configuração		UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBT5 + ETET 1 +nUFV	UFV + UTET +EOL + BAT	6 UTET + UFV 1	NPGR + UTET + EOL	8 UTET + UFV 1
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2030-2040	2030-2040	2030-2050	2030-2050
LCOE	R\$/kWh	1,77	1,56	1,57	3,71	1,38	4,17
Custo Comb	MR\$/ano	54,0	42,8	31,5	146	31,6	186
CO2	Kg/ano	20.675.468	9.806.009	33.306	151.281	35.872	186.758
Combust Portf	L/ano	7.884.702	8.622.500	4.477.253	20.336.396	4.822.163	25.105.518
CAPEX Total	MR\$	0	22,5	201,5	47,2	246,0	79,5
CAPEX (Período)	MR\$	0	22,5	179	24,7	246	57,0
Energia Cortada	kWh/ano	0	250.438	17.744.156	0	22.733.942	0
Componentes (unid.):							
ETET		0	1 x 1300	5 x 1300	6 x 1300	7x1300	8x1300
UFV		1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 4863	1x4863	1x863
EOL		0	0	3 x 3300	0	4 x 3300	0
BAT (MWh)		0	0	3	3	5	5
UTOD		5 x UTOD	5 x UTOD	0	0	0	0

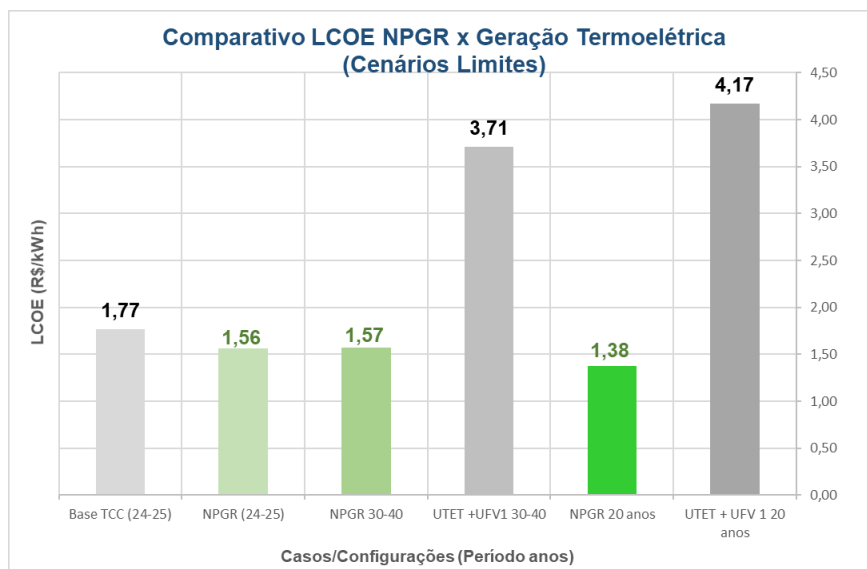


Figura 23: Comparativo LCOE do NPGR x Geração Termoeletrica. Fonte: Autoria Própria.

A partir dos resultados relatados na Tabela 13 e plotados na Figura 23 destacamos de maneira sucinta as seguintes constatações relevantes para a portfólios de geração utilizando apenas geração termoeletrica (UTOD e UTET) em comparação aos NPGR propostos neste trabalho:

- O custo da energia torna-se muito elevado, conforme podemos observar no aumento do LCOE, chegando a R\$4,17/kWh no período de 2030-2050. O consumo e o custo do combustível tornam a composição do portfólio somente com Geração Termoeletrica (GT) economicamente oneroso. Ou seja, o custo da energia ficaria muito alto.
- O custo de O&M cresce de forma expressiva em função do aumento do custo anual de combustíveis, chegando a R\$186 milhões/ano.
- Aumento dos riscos associados ao transporte de maior volume de combustível necessário para o atendimento à carga, que chega a R\$25.105.518/ano.
- O valor dos investimentos em novas unidades de geração termoeletricas com biocombustíveis é menor do que o necessário para o NPGR, chegando a R\$ 79,5

milhões, mas com custos anuais muito elevados de aquisição de combustíveis para geração.

- Redução da emissão de CO<sub>2</sub> decorrente da substituição do uso de combustíveis fósseis por biocombustível, mas em menor escala e proporção do que o valor proporcionado pelo NPGR com fontes renováveis variáveis.

Entendemos que a expansão de geração solar fotovoltaica é bastante provável nas dimensões propostas para o NPGR. O cenário limite mais provável diz respeito a impossibilidade de implantação de geração eólica Offshore em função de maiores profundidades ou outros fatores não contemplados neste trabalho.

É relatado de forma preliminar e não exaustiva a seguir algumas para alternativas para avaliação em relação a esse Cenário Limite:

- A análise da instalação de geração fotovoltaica Offshore Flutuante, que tem apresentado grande evolução técnica ou a expansão mais agressiva de energia solar fotovoltaica associada a sistemas de armazenamento.
- O uso de produção e armazenamento na ilha de Hidrogênio Verde, o que demandaria área adicional, o que apresenta restrição na ilha. O transporte de hidrogênio verde produzido no continente para a ilha visando ser utilizado nas unidades de geração termoelétricas. O transporte de células combustíveis à hidrogênio verde para suprimento de energia.
- A utilização de usinas termo solares com armazenamento térmico, que estariam associadas a geração termoelétrica usando biocombustível.

#### **4.5 - Análise de Sensibilidade para uma redução de carga de 20% decorrente da utilização de Geração Solar Distribuída em Telhados (GD) com armazenamento - Redução de Carga**

Nessa análise de sensibilidade foi avaliado o impacto relativo nos resultados do NPGR de Fernando de Noronha 2030-2050 apresentados na penúltima coluna da Tabela 13, no item 4.4, considerando apenas os investimentos adicionais realizados no NPGR 2030-2050 descritos no item 4.2 com a devida extensão de suas vidas úteis, decorrentes de uma redução de 20% na demanda em função da utilização de Geração Distribuída (GD) na ilha (geração solar fotovoltaica em telhados). Para tal foi utilizado o cenário e configuração proposta para o NPGR no horizonte 2030-2050, sem os investimentos para a composição do NPGR Final (item 4.3). Metodologicamente se trata de um exercício de gestão pelo lado da demanda, ou seja, ao invés de ampliar o NPGR no período de 2040-2050, buscou-se um exercício de gestão mais eficiente da carga. Foi feito um ajuste na previsão de carga, de forma que foram simulados dois casos para esta configuração: o primeiro reduzindo a carga anterior em 20%

e o segundo mantendo as premissas de carga da EPE. Com a melhor gestão da demanda obteve-se uma redução do LCOE de R\$1,38 /kWh para R\$1,28/kWh, além de uma redução na emissão de CO2 de 35.987 kg/ano para 18.516 kg/ano, mantendo-se a configuração do NPGR anteriormente proposta, portanto, para um investimento (CAPEX) previsto de R\$ 241 milhões de 2030-2050.

Os resultados das simulações também indicaram a possibilidade de redução de uma unidade de geração térmica com biocombustível ou de uma unidade de geração eólica Offshore, mantendo ainda assim uma adequada flexibilidade operativa, que por definição se trata da possibilidade de poder indisponibilizar operativamente pelo menos uma unidade termoelétrica com biocombustível ou uma unidade eólica Offshore.

Assim, para uma gestão da demanda que permita uma redução de 20% da carga, através da instalação de geração solar fotovoltaica nos telhados, por exemplo, podemos adotar alternativamente um NPGR com a seguinte configuração final alternativa (que necessita de um CAPEX de R\$ 193 milhões, ou seja uma redução comparativa de R\$ 48 milhões em investimento):

- 6 unidades térmicas com etanol (ETET) de 1.300 kW cada.
- 3 unidades eólicas Offshore (EOL) de 3.300 kW cada.
- Uma geração solar fotovoltaica centralizada de 4863 kW.
- Um sistema de armazenamento com baterias de 5MWh.

Uma análise complementar interessante (não realizada neste trabalho) será avaliar se o valor de redução do CAPEX seria suficiente para o estabelecimento de uma política de incentivo eficiente para a instalação de geração solar (FV) nos telhados com bateria (GD) para reduzir 20% de carga. Na Tabela 15 são apresentados os resultados desta análise de sensibilidade de redução de 20% da carga, permitindo assim uma análise comparativa dos ganhos desta avaliação.

Tabela 15: Resultados do NPGR para o período 2030-2050 com a análise de sensibilidade com redução de carga de 20% (gestão pelo lado da demanda). Fonte: Autoria Própria.

Casos Simulados		EPE (i) (24-25)	Base TCC (24-25)	NPGR (25-29)	NPGR 30-40	NPGR 20 anos	NPGR (30-50) < 20%
Configuração		UTOD (7000 kW)	UTOD (1,2,3,4,5) + UFV1	CBTS + ETET 1 +nUFV	UFV + UTET +EOL + BAT	NPGR + UTET + EOL	Gestão da Demanda 20%
Período (ano)		2025-2029	2025-2029	2025-2029	2030-2040	2030-2050	2030-2050
LCOE	R\$/kWh	1,97	1,77	1,56	1,57	1,38	1,28
Custo Comb	MR\$/ano	59,5	54,0	42,8	31,5	31,6	15,6
CO2	Kg/ano	22.766.026	20.675.468	9.806.009	33.306	35.872	18.576
Combust Portf	L/ano	8.681.948	7.884.702	8.622.500	4.477.253	4.822.163	2.497.088
CAPEX Total	MR\$	0	0	22,5	201,5	246,0	246,0
CAPEX (Período)	MR\$	0	0	22,5	179	246	246
Energia Cortada	kWh/ano	0	0	250.438	17.744.156	22.733.942	28.108.374
<b>Componentes (unid.):</b>							
ETET		0	0	1 x 1300	5 x 1300	7x1300	7x1300
UFV		0	1 x 863	1 x 863 + 1 x 4000	1 x 863 + 1 x 4000	1x4863	1x4863
EOL		0	0	0	3 x 3300	4 x 3300	4 x 3300
BAT (MWh)		0	0	0	3	5	5
UTOD	1x7000 kW		5 x UTOD	5 x UTOD	0	0	0

## **5. CONCLUSÕES**

O Novo Portfólio de Geração Renovável (NPGR) proposto nesse trabalho para o horizonte 2025-2050 tem a seguinte composição e configuração final:

- Geração eólica Offshore composta de 4 turbinas de 3,3 MW a ser instalada a 23 km da ilha de Fernando de Noronha, totalizando 13.200 kW de potência.
- Geração solar fotovoltaica centralizada até 2029 em solo de 4.000 kW de potência. Este valor deve ser ampliado a partir de 2030 em mais 3.000 kW por geração solar flutuante e mais 2.037kW centralizada em solo. Alternativamente existe a possibilidade de utilização da geração solar distribuída nos telhados com boa relação custo-benefício através da gestão da demanda.
- Geração termoelétrica renovável constituída de 7 unidades geradoras de 1.300 MW de potência alimentadas com biocombustível (etanol), que vão operar como geração secundária complementar à parcela de geração renovável variável. O uso do biodiesel pode ser também uma alternativa interessante, dependendo da disponibilidade, da logística e dos custos para o seu fornecimento.
- Sistema de armazenamento com baterias, constituídas de 10 strings de 1MWh, com potência de 2.500 kW e autonomia de 4 horas. O uso futuro do hidrogênio verde é uma alternativa interessante.
- Ampliação do sistema de dessalinização de água e tratamento de água e esgoto aproveitando a energia excedente (“cortada”) produzida pelas fontes renováveis variáveis, bem como, a potencial efetivação da eletrificação da frota de veículos da ilha, dentre outros usos de interesse institucional com ótima atratividade técnico-econômica e socioambiental.
- A desativação completa das unidades de geração termoelétrica a óleo diesel até 2031, descarbonizando o portfólio de geração atual de Fernando de Noronha.

Os principais objetivos deste trabalho foram alcançados tendo em vista os resultados simulados neste Estudo de Caso através do HOMER PRO, tendo como base a configuração da proposta final para o NPGR 2025-2050 para o suprimento de energia elétrica para o arquipélago de Fernando de Noronha, com destaque para as seguintes constatações:

- A viabilidade a utilização de geração renovável como fonte primária prioritária do NPGR Final e de uma geração termoelétrica com biocombustível como fonte secundária firme, tanto no requisito técnico quanto do ponto de vista técnico-econômico, tendo em vista a redução de 40% do LCOE. Este resultado sinaliza uma redução no custo da energia ao longo do período 2025-2050, com uma configuração

convergente para o atendimento aos requisitos ou produtos “Energia”, “Potência” e “Flexibilidade”.

- A eliminação da dependência atual de geração de energia termoelétrica com óleo diesel, visto que, os resultados indicaram uma redução do volume de emissão de CO<sub>2</sub> em 99,92%, com ganho muito expressivo de sustentabilidade.
- Redução do consumo anual de combustível (volume) em 71,07%, mesmo com o crescimento da produção de energia elétrica para o atendimento ao mercado em 2050.
- A redução do custo anual de combustível em 74,1%, o que indica a função de participação secundária no NPGR por parte da geração termoelétrica.
- A necessidade de um CAPEX Total (2025-2050) de R\$ 291,5 milhões de reais, escalonado ao longo do período de 25 anos, com flexibilidade para ajustes durante o processo de implantação do NPGR. Destaca-se a possibilidade de redução deste montante de investimentos com a adoção de um plano de gestão da demanda a partir do uso da energia fotovoltaica com armazenamento nos telhados (carga).
- Produção de energia anual excedente de 25.321.222 kWh/ano, o que pode trazer benefícios adicionais não contabilizados neste trabalho para aplicação em processos agregadores e sustentáveis tais como a dessalinização da água salgada, tratamento de água e esgoto, eletrificação da frota da ilha e outras aplicações de interesse institucional.
- A individualização ou segmentação das fontes de geração por unidades nas análises e simulações no HOMER PRO, permitiu agregar valor nas atividades de análise e aos resultados para as dimensões Energia e Potência e melhorar a “Flexibilidade” operativa. Observou-se também ganhos no estabelecimento dos procedimentos para a definição de regras operativas com maior confiabilidade e segurança.
- A proposta para um NPGR Final minimizou muito as restrições socioambientais existentes no arquipélago, permitindo maior efetividade na sua implantação, e assim, viabilizando a descarbonização da ilha. Destaca-se a ocupação reduzida de área disponível da ilha de Fernando de Noronha, permitindo uma maior e melhor exploração para outras atividades socioeconômicas de interesse institucional. O potencial uso da energia excedente produzido pelas fontes renováveis variáveis reforça esta constatação.
- A solução proposta para o NPGR flexibiliza o processo de planejamento para futuras expansões e para a execução de atividades de O&M.
- Prevê-se a criação de novas oportunidades de empregos especializados e geração de renda para a ilha. Neste sentido é agregador incentivar a participação da população local neste mercado de trabalho.

- Do ponto de vista acadêmico, o NPGR constitui-se em um sistema isolado cujo controle pode se tornar um laboratório importante para o desenvolvimento de estudos e pesquisas tendo em vista as múltiplas questões em análise no mundo sobre o comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência com uma grande participação operativa de geração renovável variável.
- Existe a possibilidade de explorar melhor o sistema de armazenamento, sobretudo tendo em vista o atual processo de ganho de eficiência das baterias escala em nível mundial.
- Valorização da vocação para o ecoturismo da ilha com uma matriz elétrica sustentável.

Os resultados deste Estudo de Caso, que ainda apresentam oportunidades para evolução com a avaliação de outras soluções e alternativas, reforçam o fato de que a implantação das fontes de energia renovável são uma realidade na transição para tornar o mundo mais sustentável, bem como, para criar um ciclo virtuoso de crescimento e melhoria da qualidade de vida para todas as Partes Interessadas.

Vislumbra-se adicionalmente o desenvolvimento de alternativas interessantes num desenvolvimento dessa proposta de um NPGR, dentre os quais destacamos:

- Aprofundar as análises para o uso da energia excedente com benefícios de uma energia disponível para outras aplicações de interesse socioeconômico e institucional.
- Aprofundar os estudos de caso utilizando outras ferramentas de otimização e análise de sensibilidade, incluindo um foco maior na operação do sistema elétrico.
- Aprofundar o uso de sistemas de armazenamento para melhorar os resultados globais.
- Incluir o hidrogênio verde em novas composições de planejamento para o NPGR, bem como, de outras fontes de geração de energia e de novas tecnologias.
- Avaliar o potencial de explorar o NPGR como uma atração turística com foco na sustentabilidade da ilha.
- Aprofundar estudos sobre a operação em regime permanente e dinâmico do sistema elétrico a partir de uma NPGR com elevada participação de geração renovável variável.
- Aprofundar a análise da gestão pelo lado da demanda a partir da utilização massiva da Geração Solar Distribuída com sistema de armazenamento e seus efeitos na operação do sistema elétrico.

Por fim, o uso do aplicativo HOMER PRO se mostrou muito produtivo na execução e efetividade das análises e obtenção dos resultados desse Estudo de Caso. Existe grande potencial para a evolução desta proposta de NPGR com o estudo e realização de simulações com outras composições e alternativas para a sua configuração.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS (Ordem alfabética)**

[ABE, 15]: Avaliação de projeto e sustentabilidade ambiental de sistemas de energia off-grid de pequena escala para comunidades rurais remotas, J. M. Aberilla, A. Gallego-Schmid, L. Stamford, A. Azapagic, *Energia Appl*, 81 (2015), págs. 578 – 588, Google Acadêmico.

[AEC, 24]: Atlas Eólico CEPEL - Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, <https://www.cepel.br/atlas-eolico/>

[AES, 17]: O Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, de 2017, em seu capítulo X <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/noronha.html?Cap%C3%ADtulo%20X%20-%20%20O%20Arquip%C3%A9lago%20de%20Fernando%20de%20Noronha>. Acesso em 05 de novembro de 2021)

[AGI, 11]: Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil / IBGE, Diretoria de Geociências, ISBN: 9788524042195, Rio de Janeiro, 2011.

[ARN, 03]: Atlas “Potencial Eólico do Rio Grande do Norte”, Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) COSERN - ANEEL, 2003

[BEL, 07]: BELTRÃO e OLIVEIRA (2007), disponível em: <https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/277417/1/DOC177.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2021.

[BIL, 22]: Artigo “Potential visibility, growth, and technological innovation in offshore wind turbines installed in Europe”, Mehmet Bilgili, Hakan Alphan, Akin Ilhan, *Research Article*, publicado em 15/11/2022.

[CAI, 17]: Segundo dados do Censo Agropecuário IBGE 2017, disponível em: [https://censos.ibge.gov.br/agro/2017/templates/censo\\_agro/resultadosagro/index.html](https://censos.ibge.gov.br/agro/2017/templates/censo_agro/resultadosagro/index.html). Acesso em 11 de novembro de 2021

[CCE, 21]: Relatórios Mensais de Reembolso da emitidos pela CCEE

[CIO, 22]: Investigando a hibridização de sistemas de geração solar concentrada em microescala e turbinas eólicas para aplicações residenciais usando um modelo dinâmico, L. Cioccolanti, R. Tascioni, R. Moradi, J. Jurasz, *Energy Convers Manag*, 269 (2022), Artigo 116159, Google Acadêmico.

[CHM, 15]: Análise do sistema elétrico fora da rede na ilha de Eigg (Escócia): lições para os países em desenvolvimento, Z. Chmiel, SC Bhattacharyya, *Energia Renovada*, 81 (2015), pp. 578 – 588, Google Acadêmico.

[COS, 18]: Artigo: “Techno-economic analysis of a central receiver power plant with different levels of storage capacity and hybridization”, AIP Conference Proceedings 2033, 020001 (2018), Daniel L. C. Costa; José H. M. Neto, 08/11/2018.

[DES, 23]: Artigo “Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines’ life-cycle impact assessments”, Belachew Desalegn, Desta Gebeyehu, Bimrew Tamrat, Tassew Tadiwose e Ababa Lata, *Cleaner Engineering and Technology*, Volume 17, December 2023, 100691

[EAL, 20]: Avaliação da sustentabilidade de mini redes insulares escocesas, A. Eales, K. Smith, S. Galloway, Universidade de Strathclyde, *Energy Mutual* (abril de 2020), Google Acadêmico.

[EPE1, 20]: Nota Técnica EPE “Roadmap Eólica Offshore Brasil, Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima, Nº NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020.

[EPE2 20]: Nota Técnica EPE, “Solar Fotovoltaica Flutuante – Aspectos Tecnológicos e Ambientais Relevantes ao Planejamento” – Expansão da Geração - No. EPE-DEE-NT-016/2020-r0, 19 de fevereiro de 2020

[EPE1 21]: Nota Técnica: “Sistemas Isolados – Fernando de Noronha, Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo”, EPE, N° EPE-DEE-DEA-DPG-NT-001/2021-r0, 29/11/2021.

[EPE2, 21]: Nota Técnica: “Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil - Situação Atual e Alternativas Futuras”, EPE, N° EPE-DEE-NT-012/2021-r0, 08/02/2021.

[EPE3, 21]: Relatório: “Power Generation Costs Report 2021”, EPE, N° EPE-DEE-RE-089/2021-r1, 08/24/2022.

[EPE1, 22]: Nota Técnica EPE/DEA/SMA/004/2022, “Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2031”, janeiro de 2022.

[EPE2, 22]: Nota Técnica: “Sistemas Isolados – Fernando de Noronha, Avaliação das Solução de Suprimento – Elaboração de Cenários e Simulações”, EPE, N° EPE-DEE-NT-089/2022-r0, 18/11/2022.

[EPE3, 22]: “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021”, EPE, N° EPE-DEE-NT-150/2021-r2, 11/02/2022.

[EPE1, 23, NT-081]: “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Ciclo 2023 – Horizonte 2024 a 2028”, EPE, N° EPE/DEE/081/2023-r0, de dezembro de 2023.

[ESM, 21]: Site: Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) – disponível em: [https://www.esmap.org/esmap\\_offshorewind\\_techpotential\\_analysis\\_maps](https://www.esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps) (Acesso em 15 de outubro de 2021)

[ESM, 24]: Relatório do Programa de Desenvolvimento Eólico Offshore ESMAP-IFC - [Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets](#)

[GEB, 24]: Site The General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO)Internacional Hydrographic Organization (IHO) and The Intergovernmental Oceanographic Commissin (IOC) (of UNESCO)

[GOW, 24]: Site Global Offshore Wind Technical Potential, Country level Technical Potential for Fixed and Floating foundations no site do Banco Mundial, disponível em: <https://datacatalog.worldbank.org/search/dataset/0037787>.

[HEW, 21]: Análise ótima de um sistema híbrido de energia renovável para uma ilha remota, W. He, L. Tao, L. Han, Y. Sun, PE Campana, J. Yan, Energia Renovada, 179 (2021), pp. 96 - 104 Google Acadêmico.

[IES, 21]: IESS- Ideal Estudos e Soluções Solares, 2021. Avaliação de Fatores Críticos na Integração de Fontes Intermitentes de Energia em Sistemas Isolados. Produto 2. Consultoria para Identificação Modelos Técnicos e Econômicos de Integração Renovável em Sistemas Isolados. Contratante: EPE/GIZ.

[IRE1, 23]: Relatório IRENA (2023), “Renewable power generation costs in 2022”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhab, ISBN 978-92-9260-544-5.

[IRE2, 23]: Relatório IRENA (International Renewable Energy Agency) “Offshore Wind Energy – Patent Insight Report “, November 2023.

[MAR, 18]: Artigo: “PRODUÇÃO DE ÁGUA DESSALINIZADA VIA PROCESSO MED (MULTIEFFECT DISTILLATION) UTILIZANDO O CALOR REJEITADO PELO CONDENSADOR DA USINA PWR ANGRA 2”, Id.: EE-006, Escola de Engenharia UFMG, João Gabriel de Oliveira Marques, Antonella Lombardi Costa, Claudia Pereira, 2018.

[MOS, 24]: Mapa Open Sea, disponível em: <https://map.openseamap.org/>

[PAS, 24]: PASI - Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados, EPE, [PASI \(epe.gov.br\)](http://epe.gov.br).

[VES, 24]: Catálogo VESTAS, “OFFSHORE”, V112-3.3 MW e V164-8.0”, disponível em: [Offshore V164-8.0 MW@V112-3.3 MW? - Vestas - PDF Catalogs | Documentation | Brochures \(archiexpo.com\)](http://OffshoreV164-8.0MW@V112-3.3MW? - Vestas - PDF Catalogs | Documentation | Brochures (archiexpo.com))

[WES, 15]: Artigo “Offshore wind farms in Southern Europe – Determining tourist preference and social acceptance”, Vanja Westerberg, Jette Bredahl Jacobsen and Pobert Lifran, Energy Research & Social Science, Volume 10, novembro de 2015, páginas 165-179, Elsevier.

## **APÊNDICE - Introdução ao processo de dessalinização de água do mar utilizando a energia excedente gerada pelo NPGR de Fernando de Noronha**

Verificamos que o processo de dessalinização de água do mar em Fernando de Noronha utiliza a tecnologia de Osmose Reversa (RO), Figura 19, representando atualmente aproximadamente 40% do consumo de água da ilha. Este sistema conta com um reservatório metálico com capacidade para mil metros cúbicos de água, que garantirá uma autonomia de até quatro horas de abastecimento da ilha, caso ocorra algum problema operacional. O projeto contempla ainda a aquisição de conjuntos motobomba para água do mar, com seus respectivos quadros de comando. Ele é composto por equipamentos específicos de pré-tratamento com filtração, que proporcionam segurança microbiológica, automação inteligente e controle à distância por rede de comunicação, tornando possível transformar água do mar em água potável. A captação de água é feita na Praia do Boldró que possui um reservatório para água do mar com capacidade de armazenamento de um milhão de litros. Esse sistema de dessalinização é complementado com captação de água de chuva pelo Açude do Xaréu (1,9 km de comprimento), tratada na Estação de Tratamento de Água da Compesa (Empresa de Tratamento de Afluentes de Fernando de Noronha), e por poços artesianos. O Arquipélago não possui nascentes de água doce. Toda a água é captada no período das chuvas e armazenada durante a estiagem.

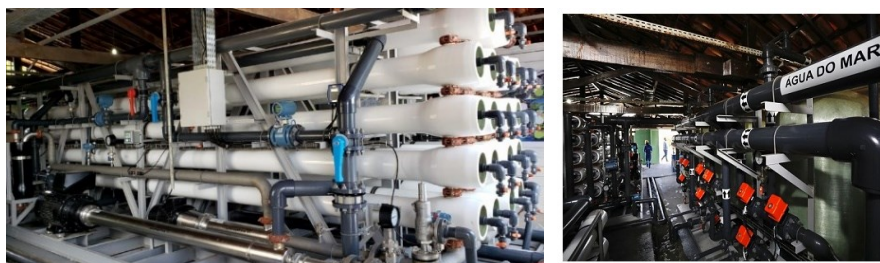


Figura 24: Dessalinizador de água do mar por Osmose Reversa de Fernando de Noronha.  
Fonte: Site noronha.pe.gov.br

A tecnologia de Osmose Reversa é considerada uma solução sustentável e econômica, pois um recipiente de 5 litros no supermercado custa o mesmo do que a dessalinização de 1.000 litros de água. E para a dessalinização de 1.000 litros de água, usamos a mesma energia que o ar-condicionado de uma casa durante 1 hora. Além disso, a osmose reversa significa 6,5 vezes menos emissões de CO<sub>2</sub> que as tecnologias de dessalinização convencionais, por meio de técnicas de evaporação.

Alternativamente merece atenção o processo de destilação de efeitos múltiplos (Multi-Effect Distillation, MED) que é baseado no processo iterativo de evaporação-condensação em vários estágios em condições de vácuo, usando vapor residual de usina adjacente como meio de aquecimento para evaporação [MAR 18] e [COS 18]. O processo de dessalinização MED

permite a utilização de fontes de calor a baixas temperaturas situadas entre 55-70°C. Desse modo possibilita-se até o reaproveitamento de energia térmica de baixa qualidade que normalmente seria rejeitada para o ambiente. As centrais do tipo PWR representam sistemas de produção de energia elétrica de baixo custo operacional e baixa geração de impactos ambientais. Portanto, produzir água dessalinizada por meio de uma instalação MED que utiliza como fonte energética o calor liberado durante o processo de condensação do vapor após produção de trabalho útil ou utilizando a energia excedente da geração renovável variável pode ser interessante e apresentar um custo competitivo. A Figura 20, representa uma ilustração de uma instalação MED. Esse sistema é composto por seis estágios ou efeitos onde ocorre a produção de água dessalinizada. Inicialmente, a condensação do vapor de água proveniente da turbina da usina PWR (pontos A e B) no efeito 1 do sistema provoca a liberação de calor que será utilizado para destilar termicamente vapor de água potável com baixa concentração de sais (ponto 3) a partir da água salina que entra no sistema (ponto 1) em um ambiente de baixa pressão ou evacuado através de uma bomba de vácuo. Como consequência desse processo ocorre a produção de salmoura (ponto 2), solução cuja concentração em sais é superior à da água salina. O vapor produzido no efeito 1 é utilizado como a fonte de calor no estágio 2 por meio de um processo de condensação (pontos 3 e 4) que produz vapor de água potável (ponto 7) e salmoura (ponto 6) a partir da água salina que entra no efeito 2 (ponto 5). O vapor condensado em cada efeito corresponde à água potável produzida. Desse modo pode-se construir um sistema MED composto por múltiplos efeitos em função da diferença de temperatura entre cada um dos estágios (por volta de 2 a 4 °C) e da temperatura da fonte externa de calor no primeiro efeito. Ainda, com base na Fig. 1 tem-se que: os pontos 1, 5, 9, 13, 17 e 21 representam água salina que entra no sistema; os pontos 2, 6, 10, 14, 18 e 22 correspondem à salmoura formada; os pontos 3, 7, 11, 15, 19 e 23 correspondem ao vapor saturado formado em cada estágio; os pontos 4, 8, 12, 16, 20 e 24 correspondem à água destilada ou vapor condensado. O vapor formado no último efeito do sistema (ponto 23) é condensado em água (ponto 24) por meio de algum processo de resfriamento ou condensação como, por exemplo, troca de calor com a água do mar.

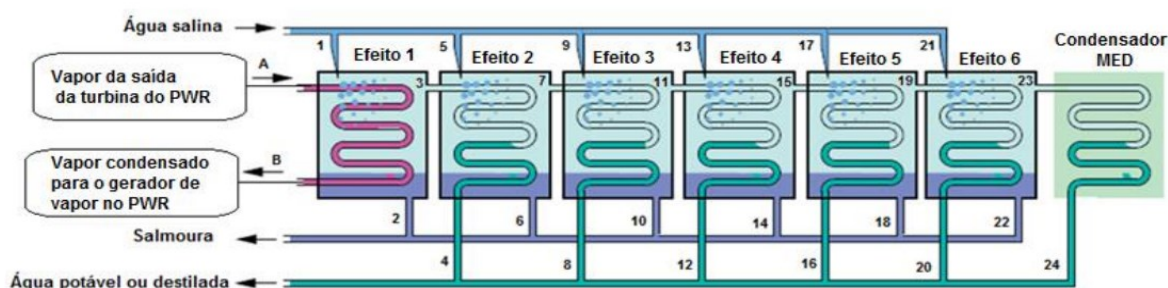


Figura 25: Processo de Dessalinização tecnologia MED. Fonte: [MAR, 18]