



## **Integração de Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia no Planejamento do Sistema de Fernando de Noronha.**

**Tema:** Planejamento da Expansão

**Autor:** Stenio Joaquim Arcelino de Souza

**Coautores:** Delberis Araujo Lima - [delberis@ele.puc-rio.br](mailto:delberis@ele.puc-rio.br),  
Rafael Luquez Botelho - [rafael\\_luquez@id.uff.br](mailto:rafael_luquez@id.uff.br),  
Daniel Henrique Nogueira Dias - [dhndias@id.uff.br](mailto:dhndias@id.uff.br)

**Empresa:** NEOENERGIA

### **Resumo**

Este estudo aborda o dimensionamento e as possibilidades de um sistema híbrido de energia para Fernando de Noronha, combinando geração fotovoltaica centralizada, armazenamento de energia em baterias (BESS) e suporte termoeletrônico existente. São realizadas análises de demanda, simulações de geração solar e balanços energéticos, demonstrando a capacidade de atender até 85% do consumo energético da ilha em 2026. A proposta visa reduzir a dependência de combustíveis fósseis, diminuir emissões de gases de estufa e promover o efeito de estufa sustentabilidade energética em sistemas isolados. Os resultados destacam a importância de soluções híbridas para a descarbonização, com benefícios ambientais e sociais.

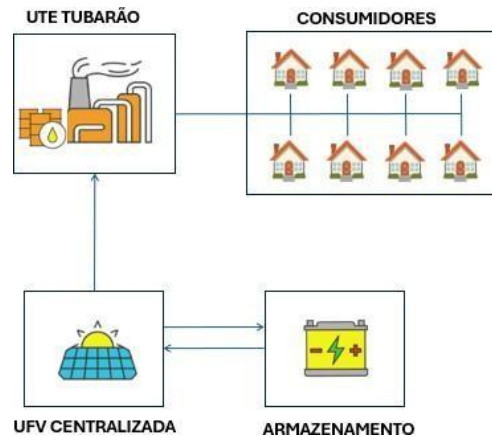
### **Introdução**

A transição para matrizes energéticas mais sustentáveis tornou-se um dos desafios mais presentes da atualidade. Isso se deve seu impacto global na mitigação das mudanças climáticas e na garantia de segurança energética. Sistemas isolados, como o de Fernando de Noronha, apresentam particularidades que amplificam a complexidade dessa transição, sendo altamente dependentes de fontes fósseis, como o diesel, para a geração de energia elétrica (Da Ponte, Calili e Souza, 2021). Em 2022, aproximadamente 80,5% da matriz energética dos sistemas isolados no Brasil era composta por diesel, resultando em significativas emissões de gases de efeito estufa (ANEEL, 2022).

Fernando de Noronha, um Patrimônio Natural Mundial reconhecido pela UNESCO, é um exemplo representativo dos desafios e oportunidades associados à descarbonização de sistemas isolados (UNESCO, 2001). Com uma população crescente e demanda energética em rápida expansão, a ilha depende majoritariamente da Usina Termelétrica (UTE) Tubarão, que possui 5.492 kW de potência instalada, composta por cinco geradores a diesel, onde são utilizados quatro geradores em operação normal, totalizando 4.372 kW, realizando rodízio com intervalo a cada oito horas. O quinto gerador é utilizado como reserva fria (Lopes, 2014). Além disso, políticas locais, como o programa Noronha Carbono Zero, que promove a substituição de veículos a combustão por elétricos e a expansão do turismo sustentável, impõem metas de redução de emissões que tornam urgente a implementação de soluções energéticas sustentáveis.

Nesse contexto, a geração fotovoltaica (FV) e os sistemas de armazenamento de energia (SAE) emergem como estratégias viáveis para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar os impactos ambientais associados. A redução nos custos de tecnologias FV e SAE na última década, atribuída a avanços tecnológicos e incentivos governamentais, torna a sua implementação mais atrativa, especialmente em regiões isoladas (Goldie-Scot, 2019). Este estudo propõe um modelo híbrido baseado em

geração fotovoltaica centralizada integrada a um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS), mantendo a UTE como backup para assegurar a confiabilidade energética. A Figura 1, ilustra o sistema híbrido proposto.



## Metodologia

No planejamento da expansão dos sistemas elétricos de distribuição, é crucial analisar o aumento da demanda por energia elétrica ao longo dos anos, a fim de obter um diagnóstico de curto, médio e longo prazo (Candian, 2008), especialmente em sistemas isolados, onde o fornecimento de energia é restrito.

Para a ilha de Fernando de Noronha, o relatório da EPE (2021) apresenta o crescimento projetado da demanda e do consumo de energia até o ano de 2031, conforme ilustrado na Figura 2, que indica a previsão de demanda da ilha de 6,5 MW em 2031, valor superior ao limite de potência instalada. Já a Figura 3 apresenta a expectativa de que, em 2031, o consumo da ilha ultrapasse 35 GWh.

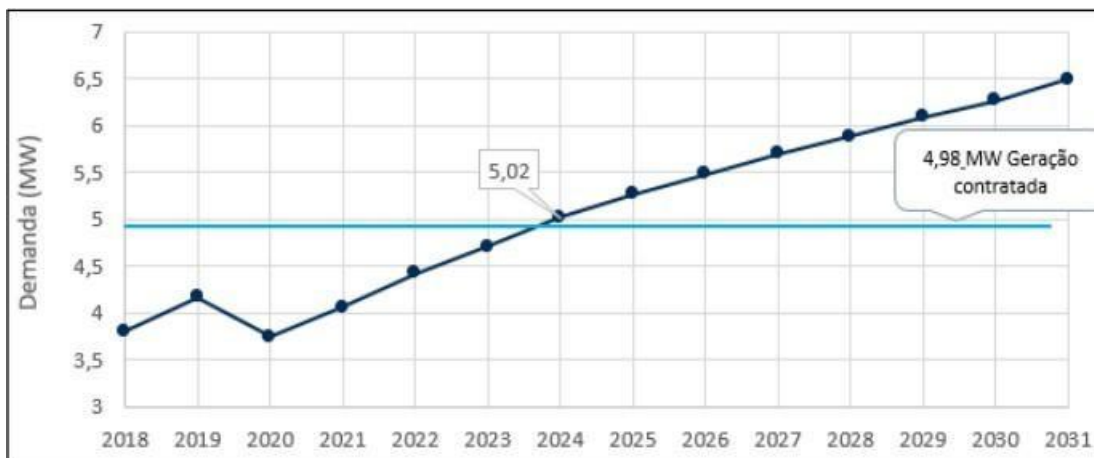


Figura 2 - Histórico (ano de 2018 a maio/2021) e projeção da demanda. Fonte: EPE.

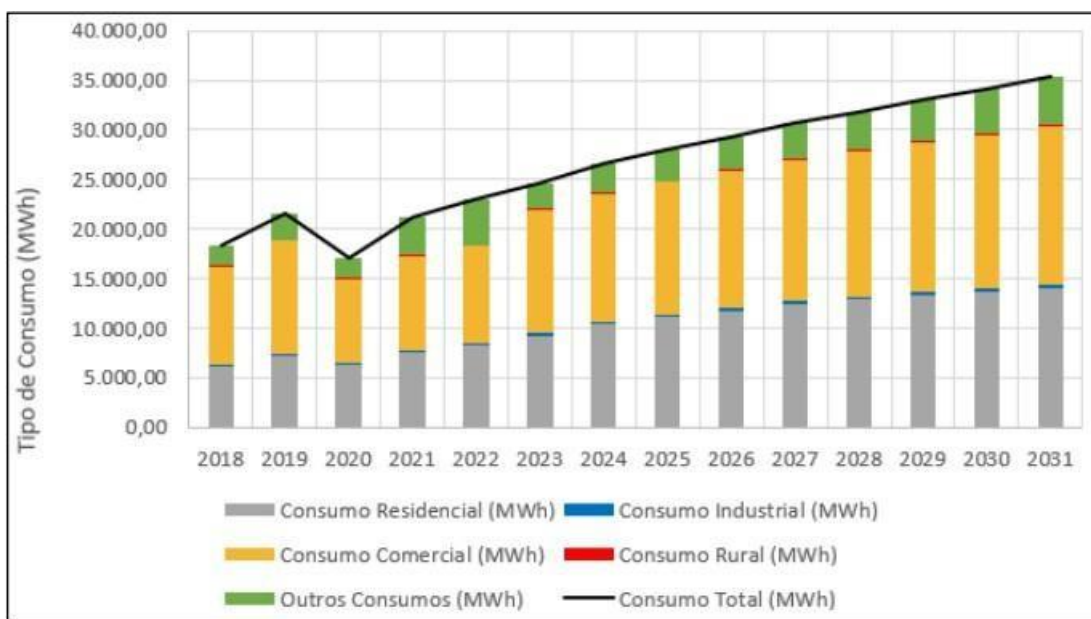


Figura 3 - Consumo Fernando de Noronha: tipo e previsão para os próximos 10 anos. Fonte: EPE.

Com os dados de consumo registrados nos anos de 2021 a 2023, Botelho e Dias (2024) fizeram uma decomposição da série temporal da demanda e elaboraram um mapa de calor, apresentado na Figura 4, para um melhor entendimento do consumo da ilha, sua sazonalidade e o comportamento horário da demanda de energia. As cores azuis indicam níveis baixos de demanda, laranjas representam níveis médios e vermelhas indicam níveis altos. Pode-se observar que as demandas máximas por energia ocorrem, principalmente, no mês de dezembro durante o período noturno. Já a Figura 5, apresenta a série decomposta em tendência, sazonalidade e resíduo em escala semanal. É possível confirmar uma tendência crescente, sazonalidade com picos consideráveis nos períodos de início e final dos anos e resíduos distribuídos de forma aleatória.

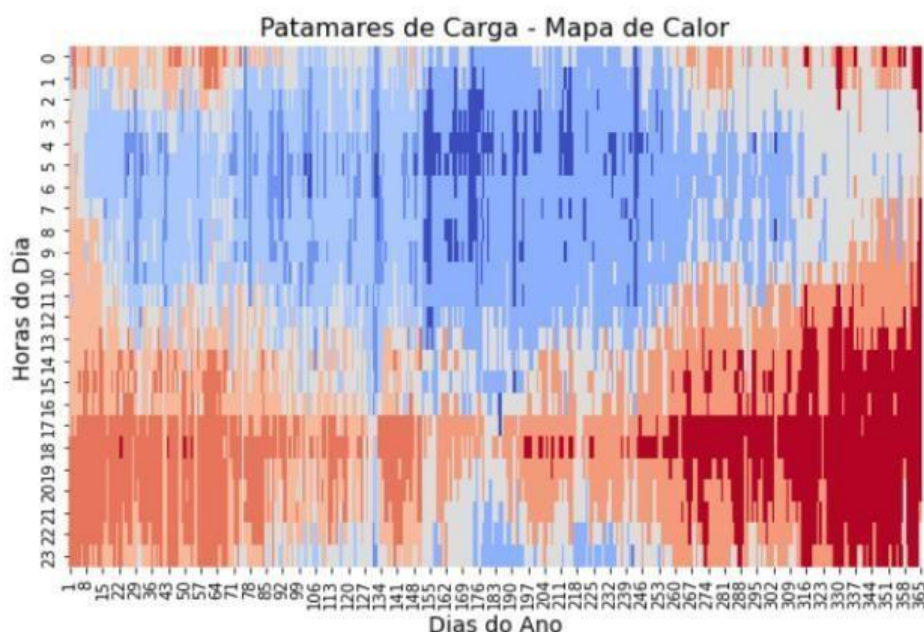


Figura 4 - Mapa de calor dos patamares de carga leve, carga média e carga pesada para o ano base de 2023. Fonte: Botelho e Dias (2024).

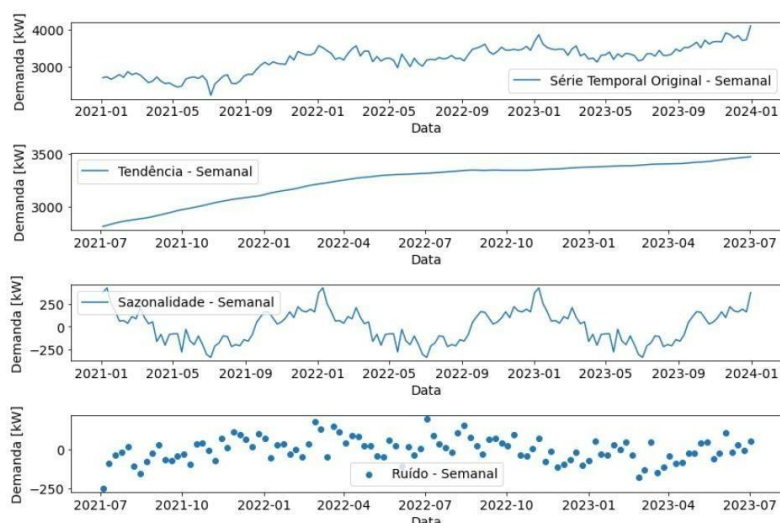


Figura 5 – Decomposição da série temporal em tendência sazonalidade e resíduo. Fonte: Botelho e Dias (2024).

Ao avaliar os valores medidos de consumo e demanda da ilha para os anos de 2021 a 2024, nota-se que o crescimento real foi superior ao estimado. A Tabela 1 apresenta a comparação entre os valores projetados e os realizados de consumo e demanda da ilha de Fernando de Noronha.

Tabela 1 - Comparação dos valores Estimados e Realizado de Consumo e Demanda da Ilha de Fernando de Noronha. Fonte: Própria.

Ano	Estimado		Realizado	
	Demanda (MW)	Consumo (GWh)	Demanda (MW)	Consumo (GWh)
2021	4,1	21	4.3	24
2022	4,5	23	4.6	28
2023	4,8	24	5.5	30
2024	5,0	26	5.9	33

Os dados medidos indicam que, em 2023, houve a ultrapassagem do limite de potência contratada, sendo necessário utilizar as máquinas de contingência da usina termelétrica Tubarão. Vale ressaltar também que o consumo projetado para o ano de 2023, conforme as estimativas apresentadas no relatório EPE (2021), já foi alcançado em 2021.

Assim, há a necessidade de revisar a expectativa de crescimento do consumo e demanda de energia elétrica da ilha para os próximos anos e, considerando o apelo ambiental, de se avaliar alternativas de suprimento de energia da ilha que garantam a segurança de abastecimento, baixos índices de emissão dos gases de efeito estufa e menor custo para a sociedade.

A análise inicial contemplou diversas tecnologias, como energia eólica onshore e offshore, energia solar fotovoltaica, hidrogênio verde, biocombustíveis, biomassa e sistemas de armazenamento de energia.

No caso da energia eólica onshore, turbinas de grande porte (2 MW a 5 MW) enfrentam dificuldades logísticas para transporte dos equipamentos na ilha, devido à falta de infraestrutura portuária, o que complica sua instalação. Já as turbinas de pequeno porte apresentam desafios socioambientais, como ruído e interferência na rota migratória das aves, exigindo estudos mais detalhados e ações mitigadoras para viabilizar sua implantação (EPE, 2021).

A energia eólica offshore, além de necessitar de amadurecimento regulatório e ambiental, ainda apresenta elevados custos e grandes desafios de instalação e manutenção em

águas profundas, distantes da costa (EPE, 2021).

A utilização do hidrogênio para a produção de energia elétrica na ilha, através de células combustíveis, segundo Dueñas e Tapia-Ahumada (2021), requer uma avaliação mais detalhada dos custos de armazenamento do hidrogênio na ilha. Fatores como segurança no transporte, manuseio e armazenamento do H<sub>2</sub> precisam ser quantificados.

O uso de biomassa ou biocombustíveis implica em um maior volume de transporte comparado ao óleo diesel e um custo de frete mais elevado. Além disso, dependendo do biocombustível utilizado, é necessário considerar questões de segurança no transporte, manuseio e armazenamento do combustível (EPE, 2021).

O potencial solar na ilha apresenta uma alternativa promissora quanto ao seu aproveitamento através de empreendimentos fotovoltaicos. É importante ter em conta que a energia solar fotovoltaica depende diretamente das condições climáticas, sendo sujeita a variações diárias e sazonais. Em um sistema isolado como o de Fernando de Noronha, essa intermitência impõe grandes desafios para a estabilidade da rede. Ainda assim, foram estudadas as opções de fotovoltaicas flutuantes, nos telhados e em solo.

Para a tecnologia de fotovoltaica flutuante a ilha apresenta apenas quatro corpos hídricos onde poderiam ser alocados os flutuadores. No entanto, os açudes Xaréu, Pedreira, Boldró, do Borges e Ema contemplam uma área de apenas 0,704 hectares, área insuficiente para a necessidade energética da ilha, além de que alguns desses açudes já são utilizados para a instalação de fotovoltaica flutuantes para a finalidade de eficiência energética. Assim, tal solução deveria ser utilizada em mar aberto. No entanto, a aplicação necessita de maior maturidade no mercado brasileiro para ser implantada em larga escala (EPE, 2021).

Conforme sugerido por Salim (2021) e Santos et al. (2024), uma alternativa seria a utilização dos telhados para a instalação de sistemas de geração distribuída. No entanto, essa alternativa traria desafios na implantação devido as tratativas com os proprietários, incertezas quanto a capacidade das estruturas suportarem os módulos, limitações regulatórias (limitação pela demanda contratada) e quanto a operação do sistema de forma descentralizada. Vale ressaltar que a injeção de energia de forma distribuída pode gerar fluxos de potência reversos na rede, o que pode sobrecarregar a infraestrutura de distribuição, comprometer a estabilidade, também pode aumentar as perdas elétricas e causar problemas nos sistemas de proteção, afetando a confiabilidade e a segurança da rede.

A implantação de uma fotovoltaica em solo, embora apresente a utilização de uma razoável parcela do terreno da ilha, é uma solução viável devido ao recurso disponível na ilha. Essa alternativa embora possa ser controlada centralizadamente ainda incorre em alguns dos riscos já apresentados, como a intermitência da fonte e o descasamento entre a geração e o consumo. Ainda deve-se levar em conta os desafios socioambientais que o projeto da envergadura necessária para atender à crescente demanda da ilha irá enfrentar.

Para a utilização de sistemas de armazenamento, há necessidade de se ter uma fonte primária de geração a fim de proporcionar a energia a ser armazenada. Utilizar a queima de combustível como fonte primária não é razoável devido ao fato de o combustível já ser, de alguma maneira, uma forma de armazenamento energético. Assim, tornaríamos o processo menos eficiente. Contudo, utilizar uma fonte renovável em associação a um sistema de armazenamento apresenta uma solução viável, pois o excedente de geração da poderia ser devidamente armazenado, e o sistema de armazenamento seria responsável por diminuir a intermitência da fonte renovável e dar maior confiabilidade ao atendimento da carga (Silva; Morais, 2024). Santos et al. (2024) indica que a melhor alternativa para sistema de armazenamento de resposta rápida na ilha de Fernando de Noronha é a utilização de armazenamento BESS.

Diante dos desafios expostos, a solução mais viável para Fernando de Noronha é uma abordagem híbrida que combine geração fotovoltaica centralizada com sistemas de armazenamento (BESS) e um suporte de backup com a usina a diesel existente. Essa configuração apresenta diversas vantagens:

- **Geração Centralizada com Armazenamento:** A usina solar centralizada permite maior controle operacional e uma estrutura de monitoramento e manutenção simplificada, enquanto o sistema de armazenamento em baterias garante a estabilidade da rede e fornece energia durante os períodos de baixa geração ou à noite.
- **Backup com Usina a Diesel:** A usina a diesel existente continua sendo uma solução confiável para suportar a demanda em períodos de geração insuficiente, garantindo a segurança energética da ilha.

As GDs podem ser utilizadas de forma complementar em telhados de prédios públicos, sob gestão direta do poder público, promovendo eficiência energética abatendo diretamente a demanda e incentivando a sustentabilidade sem sobrecarregar a infraestrutura da rede. Para o dimensionamento do sistema de fornecimento de energia proposto é importante considerar que parte do consumo da ilha ocorrerá em concomitância com a geração fotovoltaica. Contudo, parte do consumo noturno da ilha deverá ser atendido pela energia armazenada no BESS ou pela UTE Tubarão. Assim, para minimizar a utilização de diesel na produção de energia, o sistema fotovoltaico deverá ser dimensionado para que haja superávit de energia durante o dia para carregar o BESS.

O estudo desenvolvido foi elaborado em 4 etapas, conforme ilustrado na Figura 6.

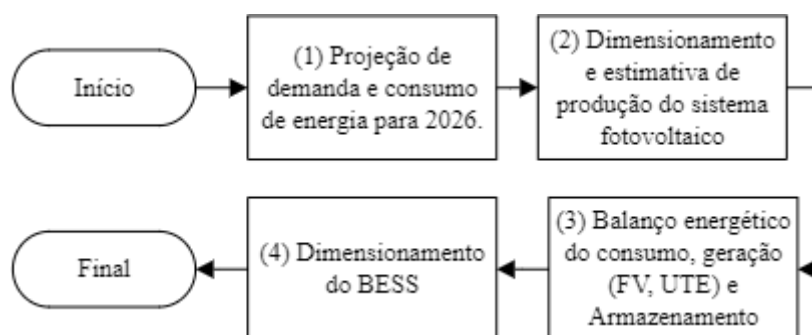


Figura 6 - Fluxograma Simplificado da Operação do Sistema Híbrido de Fornecimento de Energia de Fernando de Noronha. Fonte: Própria.

Na primeira etapa, foi realizada uma estimativa do consumo de energia elétrica para o ano de 2026, previsto para a entrada em operação do sistema proposto. Como pode ser observado no gráfico da Figura 7, as curvas de demanda ao longo dos anos mantêm comportamentos similares, com a distinção de um degrau no consumo.

Dado o comportamento linear do aumento no consumo de energia da ilha de Fernando de Noronha observado e considerando as ações de eficiência energética realizadas na ilha, adotou-se uma projeção de 4,7% para o incremento anual do consumo e de 7,5% para a demanda.



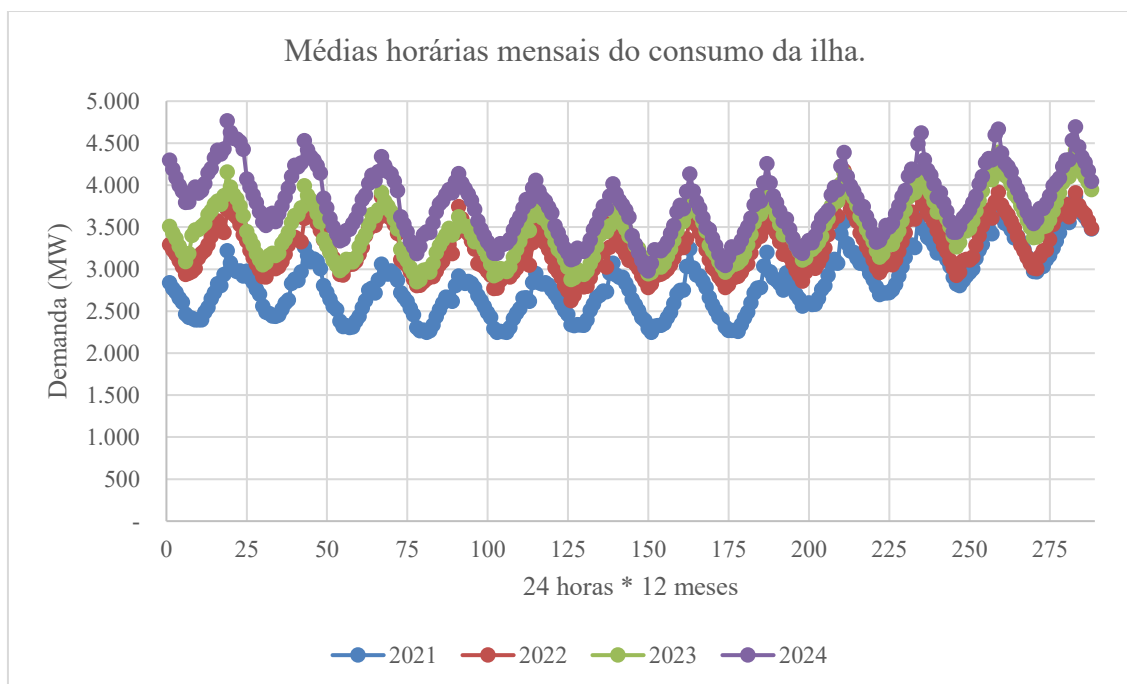


Figura 7 - Médias horárias mensais da demanda da ilha. Fonte: Própria.

Com base nas projeções de aumento, foi confeccionada uma curva horária sintética para o ano de 2026, apresentando um comportamento similar ao observado nas curvas horárias medidas de 2021 a 2024. Para esse ano, o consumo foi projetado em 36.103 MWh e a demanda em 6,8 MW.

Na Etapa 2, foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico para suprimento da energia renovável da ilha. Foram realizadas simulações de produção de energia, utilizando o software PVSyst, para diferentes potências de usinas fotovoltaicas, partindo desde uma planta de pequeno porte, 1,36 MWp de módulos e 1,0 MW de potência de inversores, até o limite de potência que poderia ser implantada no terreno prospectado, 22,05 MWp de módulos e 17,5 MW de inversores. Todas as configurações consideraram a utilização da mesma fonte de recurso solar (TMY Solargis), estruturas fixas com inclinação de 10°, disposição 2V dos módulos e pitch de 4,16 m.

Com as produções de energia em estampa horária, foram realizados cenários distintos de capacidade de energia disponível a ser armazenada no BESS (processo aqui chamado de balanço energético e descrito em detalhes no próximo passo) com a finalidade de se encontrar a maior participação de energia renovável no abastecimento da ilha. O projeto definido para a fotovoltaica possui a potência de 22,05 MWp de módulos, instalados sob estruturas fixas com inclinação de 10°, e 17,5 MW de inversores.

Vale ressaltar que a abordagem de comparar o consumo anual com a geração anual do sistema fotovoltaico (FV) não é adequada, devido ao comportamento distinto das curvas de geração FV e de demanda da ilha. Mesmo com a presença de um sistema de armazenamento, haverá dias em que não será possível armazenar toda a energia gerada, resultando em limitação da geração fotovoltaica.

Optar por um sistema fotovoltaico menor para evitar a limitação da geração FV não é viável, pois nos dias com menor recurso solar, como dias nublados, seria necessária uma maior quantidade de energia proveniente da usina termoeletrica para atender à demanda da ilha. Com um projeto maior, mesmo em dias nublados, é possível produzir energia FV suficiente para minimizar o uso de diesel na termoeletrica.

Portanto, a abordagem mais eficaz é analisar hora a hora o comportamento da geração e do consumo, determinando qual tecnologia será responsável por atender ao consumo

em cada momento.

A terceira etapa, consiste em realizar o balanço energético entre o consumo, as diversas fontes de geração e o sistema de armazenamento. Em suma, é indicar qual das tecnologias irá atender a demanda da ilha para cada momento do dia, durante o ano de operação. Dessa avaliação será indicado o quanto de energia disponível a bateria deverá fornecer ao sistema isolado a fim de diminuir a utilização de diesel.

Com os valores horários de consumo e geração fotovoltaica, inicialmente, verifica-se, para cada hora, se o consumo da ilha pode ser atendido na sua totalidade pela geração FV. O objetivo é que a prioridade do atendimento ao fornecimento energético da ilha seja realizada pela FV.

Nos momentos em que a curva de geração esteja acima da curva de consumo, ou seja, nos momentos em que houver excedente de geração FV, essa energia será armazenada no BESS, desde que este tenha capacidade para armazenar o excedente. Caso as baterias já estejam na sua capacidade máxima (SOC máx), a geração fotovoltaica será limitada.

Quando o consumo for superior à geração FV, mas houver geração FV, o consumo será parcialmente atendido pela FV. A parcela faltante, ou seja, o déficit, será atendido, prioritariamente, pelo sistema de armazenamento e, posteriormente, pela Termoelétrica Tubarão. No caso de a geração FV ser nula, todo o consumo deverá ser atendido pela energia armazenada e pela UTE Tubarão.

A escolha do atendimento ao déficit energético ser realizado pelo BESS, pela UTE Tubarão ou pela combinação de ambos dependerá do estado de carga ou em inglês State of Charge (SOC) da bateria. Sempre que a bateria estiver acima do seu nível mínimo (SOC mín), esta deverá ser preferencialmente despachada. Nos momentos em que a bateria alcançar sua carga mínima, a termoelétrica deverá ser acionada. Caso a bateria esteja acima do seu nível mínimo, mas ainda assim não atenda todo o consumo, a termoelétrica será acionada para realizar o balanço energético, obedecendo os limites operacionais mínimos de carregamento das máquinas.

A Figura 8 apresenta o fluxograma de operação do sistema de fornecimento de energia proposto para Fernando de Noronha.



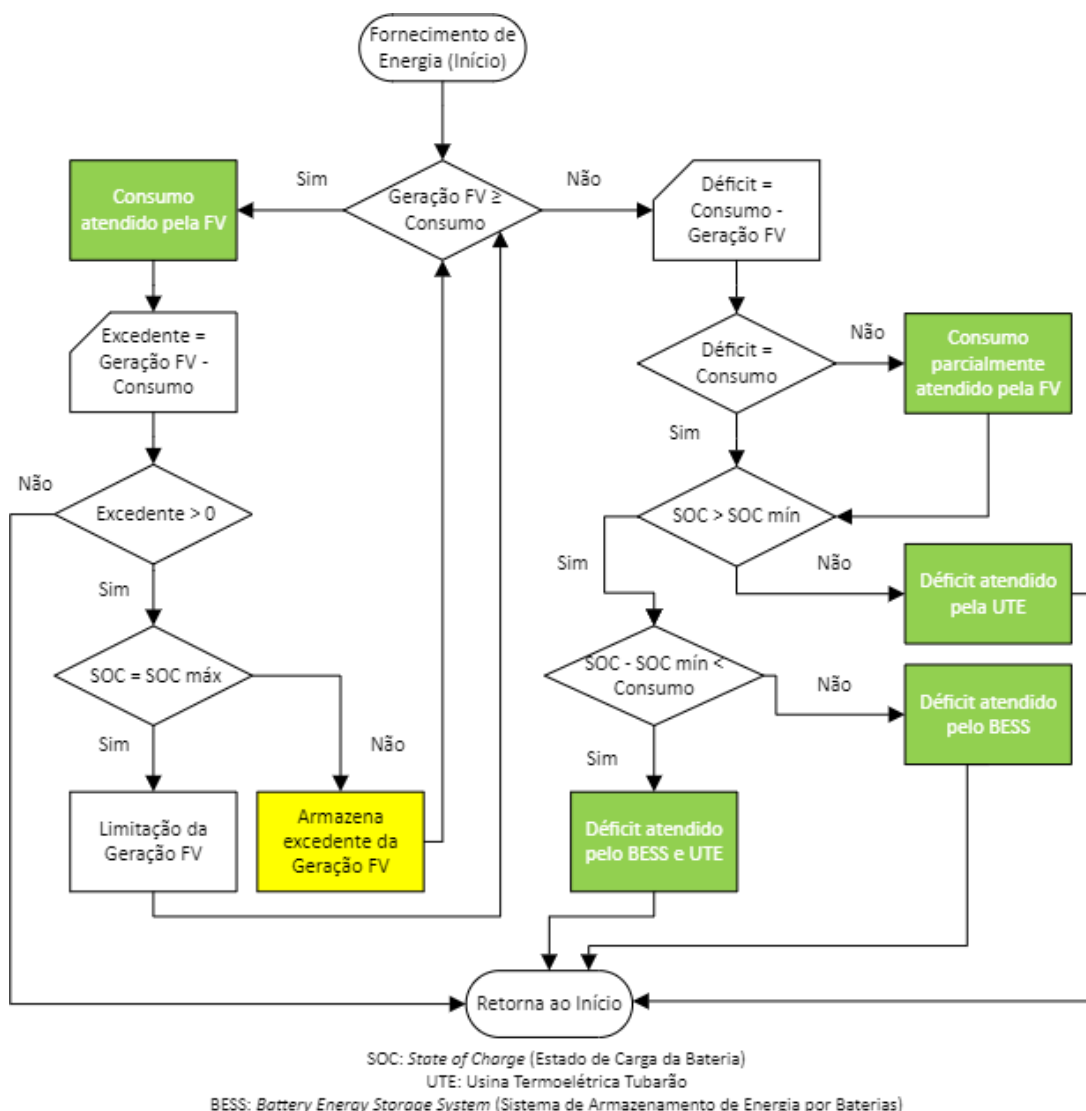


Figura 8 - Fluxograma operacional do sistema de fornecimento de energia da ilha. Fonte: Própria.

Realizada a avaliação supracitada, foi definido o valor de 49 MWh de energia disponível que a bateria deve fornecer ao sistema isolado. Com esta capacidade disponível de energia nas baterias, o sistema híbrido formado pela FV e BESS alcança a participação de 85% do atendimento ao consumo da ilha no ano de 2026.

Na etapa 4, estabelecida a capacidade de energia disponível necessária no sistema de armazenamento, serão dimensionados os equipamentos que compõe o BESS. Seu dimensionamento deve levar em consideração dois fatores: a potência necessária dos equipamentos de conversão e a capacidade nominal de armazenamento de energia.

Para definir a potência instalada dos conversores ou em inglês Power Converter Station (PCS), é necessário identificar a potência máxima de entrada e saída do BESS na curva horária de balanço energético. A potência dos conversores será o maior valor entre essas potências máximas.

No sistema proposto, o maior trânsito de potência ocorre durante a carga das baterias, que deve ser realizada nas poucas horas de recurso solar, enquanto a descarga ocorre ao longo do período noturno. A potência do PCS para este sistema é de 12,5 MW. A Figura 9 ilustra o dimensionamento realizado para os conversores de potência do sistema BESS proposto.

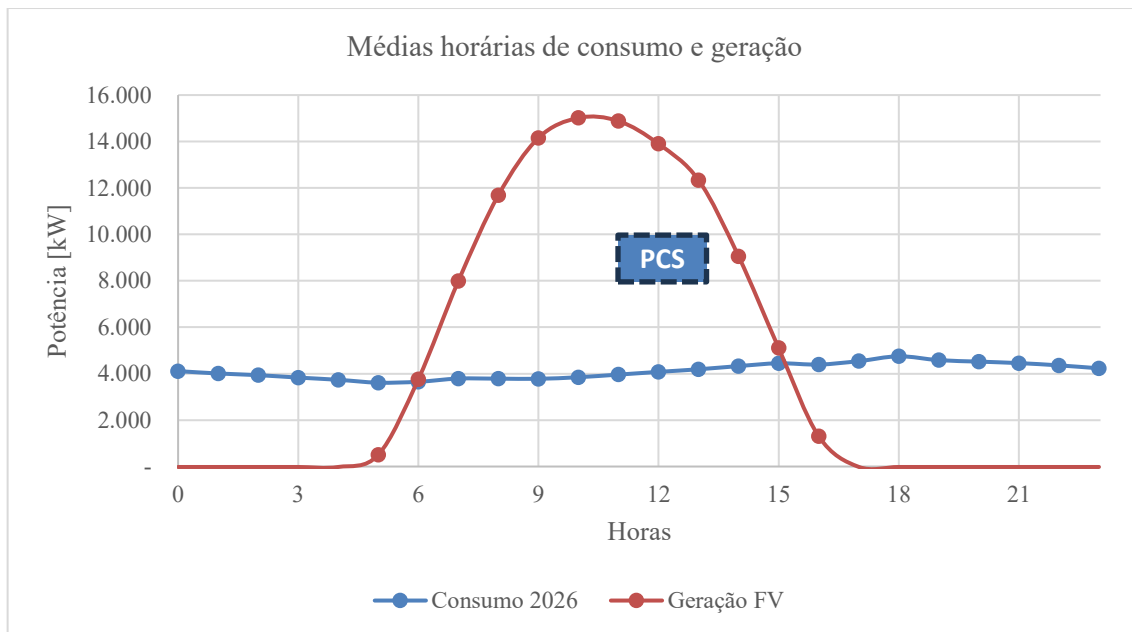


Figura 9 – Avaliação do dimensionamento do PCS. Fonte: Própria.

Para definição da capacidade nominal de armazenamento de energia, a partir da capacidade da energia disponível necessária, deve-se considerar fatores que limitam a utilização das baterias, como a profundidade de descarga ou em inglês *Depth of Discharge* (DOD), consumo interno e perdas elétricas. A Figura 10 ilustra o dimensionamento do BESS.

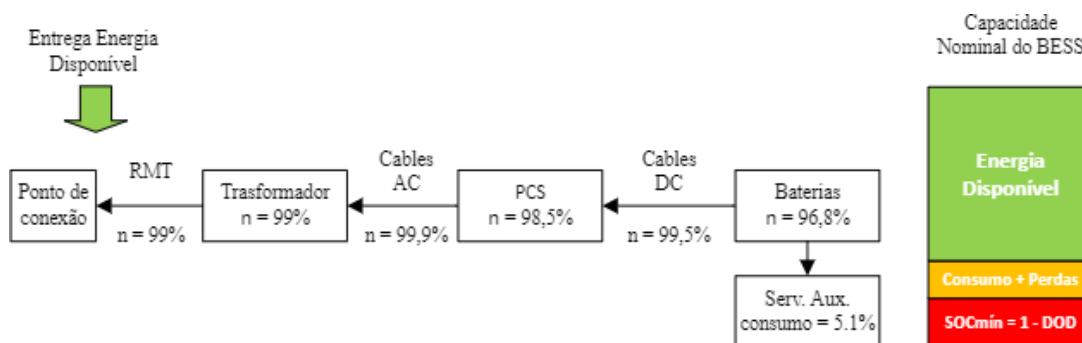


Figura 10 – Avaliação do dimensionamento do BESS. Fonte: Própria.

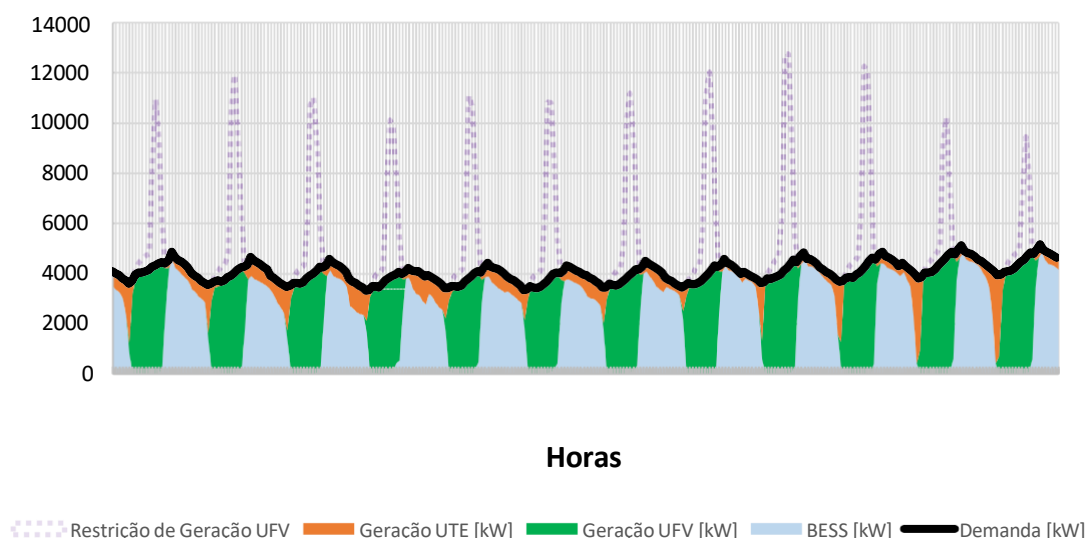
Assim, matematicamente, a capacidade nominal do BESS é definida pela fórmula:

$$BESS_{nom} = \frac{Energia\ Disponivel}{\eta_{RMT} * \eta_{trafo} * \eta_{PCS} * \eta_{cabos} * \eta_{baterias} * (1 - consumo) * (1 - DOD)}$$

Onde BESS<sub>nom</sub> é a capacidade nominal do sistema de armazenamento, consumo é o consumo interno do sistemas auxiliares do BESS,  $\eta$  é a eficiência de cada equipamento, e os subscritos RMT, trafo, cabos, baterias identificam respectivamente a rede de média tensão, transformadores, condutores de baixa tensão em corrente alternada e contínua e baterias.

Com os rendimentos, DOD e consumo interno definido encontra-se a capacidade nominal do BESS de 61,76 MWh.

## Balanço Energico - Dias Típicos Mensais



Com o sistema híbrido dimensionado e integrado, foi realizada uma simulação abrangente do balanço energético da ilha, contemplando a geração fotovoltaica (FV), o armazenamento (BESS) e a geração complementar por diesel. A análise evidenciou os seguintes resultados:

1. **Atendimento Energético:** O sistema híbrido foi capaz de suprir 85% da demanda energética anual da ilha em 2026, utilizando predominantemente energia solar e armazenamento. Durante os períodos de baixa irradiação, o sistema termoeletrônico acionou o suporte necessário para garantir a segurança energética.
2. **Economia de Diesel e Benefícios Ambientais:**
  - A integração do sistema híbrido promoveu uma redução de 8.95 milhões de litros de diesel anual, equivalente a uma redução de 89% em comparação com o cenário sem o sistema híbrido.
  - As emissões de CO<sub>2</sub> foram reduzidas em 31.32 mil toneladas anuais, promovendo uma descarbonização significativa.
  - A emissão de material particulado foi mitigada em aproximadamente 4.5 toneladas por ano, melhorando a qualidade ambiental local.
  - A descarbonização promovida equivale a uma área florestada de aproximadamente 1.424 hectares, comparável a área total da ilha principal de Fernando de Noronha, 1.700 hectares.

A Figura 11 apresenta o gráfico do balanço energético típico ao longo dos meses, evidenciando o papel de cada componente no atendimento à demanda energética.

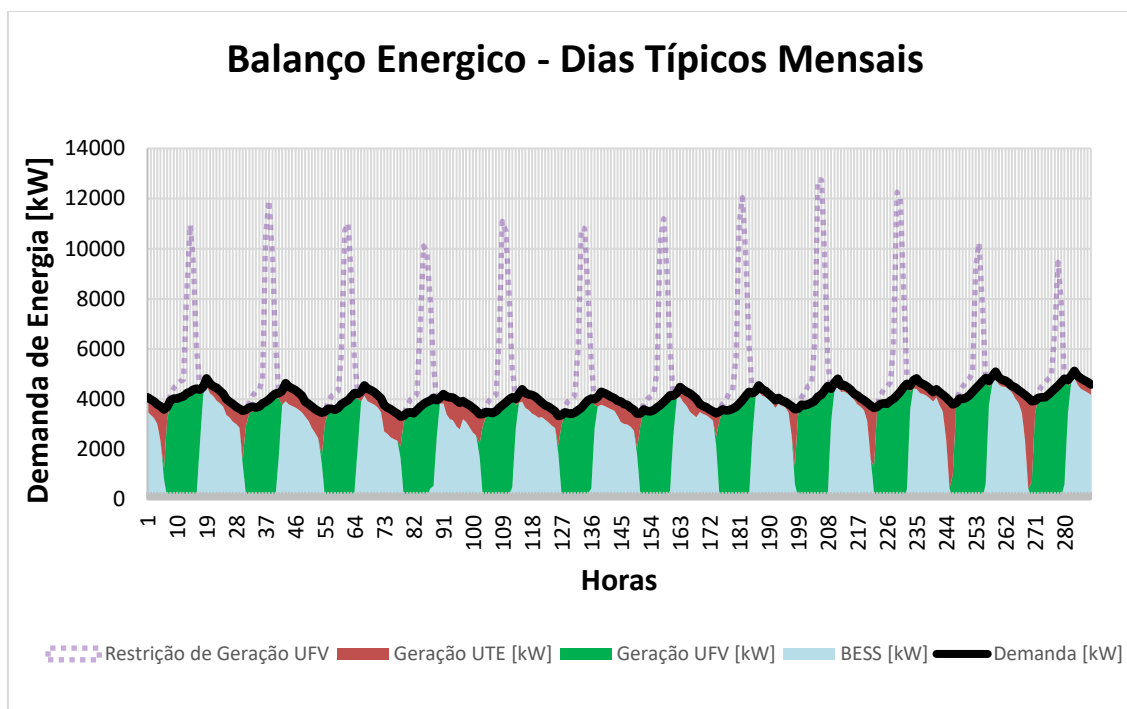


Figura 11 – Balanço energético médio do sistema híbrido. Fonte: Própria.

## CONCLUSÃO

A transição para uma matriz energética mais sustentável em sistemas isolados, como o de Fernando de Noronha, é um desafio complexo, mas essencial para a mitigação das mudanças climáticas e a garantia de segurança energética. Este estudo propôs um modelo híbrido de geração fotovoltaica centralizada integrado a um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS), mantendo uma usina termoeletrica como backup.

Os resultados da simulação do balanço energético indicam que o sistema híbrido projetado é capaz de atender 85% da demanda energética anual da ilha em 2026, utilizando predominantemente energia solar e armazenamento. Durante os períodos de baixa irradiação, o suporte da usina termoeletrica garantiu a segurança e a estabilidade energética.

A implementação do sistema híbrido também proporcionou benefícios ambientais, com uma redução de 8.95 milhões de litros no consumo de diesel, o que equivale a uma diminuição de 89% em relação ao cenário atual. Além disso, as emissões de CO<sub>2</sub> foram reduzidas em 31.32 mil toneladas, enquanto a emissão de material particulado foi mitigada em 4.5 toneladas por ano, promovendo a preservação ambiental de uma área de grande valor ecológico. A redução de CO<sub>2</sub> é equivalente a preservar aproximadamente 1.424 hectares de floresta, uma área quase igual ao tamanho da ilha principal de Fernando de Noronha, que possui cerca de 1.700 hectares. Esses resultados demonstram o papel do sistema híbrido na promoção da descarbonização e na melhoria da qualidade ambiental da ilha.

Portanto, a adoção de um modelo híbrido de geração e armazenamento de energia representa um passo essencial para a descarbonização de Fernando de Noronha, contribuindo para o cumprimento de metas ambientais locais e globais. Além de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, o sistema oferece um fornecimento de energia seguro, sustentável e economicamente viável, alinhando-se aos desafios e oportunidades de sistemas isolados.

## Referências

- Da Ponte, G. P., Calili, R. F., Souza, R. C. Energy Generation in Brazilian Isolated Systems: Challenges and Proposals for Increasing the Share of Renewables, 2021.
- EPE. Sistemas Isolados: Fernando de Noronha - Identificação das Alternativas de Suprimento. Empresa de Pesquisa Energética, 2021.
- Goldie-Scot, L. A Behind The Scenes Take On Lithium-Ion Battery Prices, 2019.
- Olabode, O. E., et al. Hybrid Power Systems for Off-Grid Locations: A Comprehensive Review, 2021.
- UNESCO. Brazilian Atlantic Islands: Fernando de Noronha and Atol das Rocas Reserves, 2001.
- USP. Integração de Sistemas FV no Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha, 2021
- BOTELHO, Rafael Luquez; DIAS, Daniel Henrique Nogueira. Previsão de Curto Prazo da Demanda de Energia em Fernando de Noronha com Redes Neurais LSTM. 2024.
- CANDIAN, Frederico Jacob. Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição Considerando Fatores de Riscos em Análise Econômica. 2008. 74 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2008.
- DUEÑAS, Pablo; TAPIA-AHUMADA, Karen. Long-term renewable energy strategies for the Island of Fernando de Noronha in Brazil: Phase I: Techno-economic assessment. 2021.
- SILVA, Giovanni Pascini P.; MORAIS, Douglas. Integração de sistemas de armazenamento de energia em redes elétricas: desafios e oportunidades<sup>1</sup>. Revista FATEC, 2024. Disponível em: <https://revistaft.com.br/integracao-de-sistemas-de-armazenamento-de-energia-em-redes-eletricas-desafios-e-oportunidades/>. Acesso em: 13 nov. 2024.
- SALIM, Daniel Henrique Carneiro. A combination of UAV photogrammetry and GIS irradiation modeling to suggest scenarios of PV transition in Fernando de Noronha Island (PE, Brazil). 2021. Dissertação (Mestrado em Análise e Modelagem de Sistemas Ambientais) – Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021.
- SANTOS, Daniel Odilio dos; NASPOLINI, Helena Flávia; NASCIMENTO, Lucas Rafael do; OLIVEIRA, Aline Kirsten Vidal de; RUTHER, Ricardo. Transição energética em redes isoladas: papel da geração fotovoltaica e do armazenamento de energia na descarbonização de Fernando de Noronha. 2024.