



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS CÉSAR DA SILVA GONÇALVES

**ANÁLISE DOS CORTES DE GERAÇÃO SOLAR E DO USO DE BATERIAS PARA SUA
MITIGAÇÃO**

Recife
2025

CARLOS CÉSAR DA SILVA GONÇALVES

**ANÁLISE DOS CORTES DE GERAÇÃO SOLAR E DO USO DE BATERIAS PARA
SUA MITIGAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Gonçalves, Carlos César da Silva.

Análise dos cortes de geração solar e do uso de baterias para sua mitigação /
Carlos César da Silva Gonçalves. - Recife, 2025.

96 p. : il., tab.

Orientador(a): Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Armazenamento de energia. 2. Modelo DESSEM. 3. Cortes de geração. 4.
Energia solar. 5. ONS. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de. (Orientação). II.
Título.

620 CDD (22.ed.)

CARLOS CÉSAR DA SILVA GONÇALVES

**ANÁLISE DOS CORTES DE GERAÇÃO SOLAR E DO USO DE BATERIAS PARA
SUA MITIGAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 16/12/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. M.Sc. Antonio Gustavo Evangelista Muniz Santo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida e pelas oportunidades dadas a mim por Ele. Agradeço aos meus pais, José Carlos e Maria Betânia, minha avó Albertina, minha irmã e minha família pelo apoio e por tudo que fizeram por mim. Sem eles, não acredito que seria possível alcançar todas as minhas conquistas e realizações. Agradeço a meus amigos da época do colégio que ainda estão presentes na minha vida, Pedro Leandro, Vinicius Lira e Gabriel Duarte, aos meus amigos da faculdade Júlio Barreto, Lucas Braun, Anthony Duarte, Lara Cordeiro e todos que me apoiaram nessa jornada.

Agradeço ao professor Dr. Ronaldo Ribeiro pelas oportunidades oferecidas nas pesquisas e por todo suporte e disponibilidade dado nas pesquisas e na orientação deste trabalho e, além de ter minha admiração e respeito, o senhor tem minha amizade. Agradeço aos outros professores do Laboratório Digital de Sistemas de Potência, Alex, Davidson, Jeydson, Otoni e Milde, pelo apoio no projeto e pesquisa. Agradeço aos alunos da pós-graduação, André, Joas, Gustavo, Diogo e Renê, que me ajudaram neste trabalho e nas pesquisas.

RESUMO

O presente trabalho teve como foco a análise do corte de geração em usinas solares fotovoltaicas centralizadas e a avaliação da inserção de sistemas de armazenamento de energia (BESS) para sua mitigação. A pesquisa utilizou o modelo DESSEM, ferramenta utilizada oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar a Programação Diária da Operação (PDO), a fim de simular o sistema com e sem bateria para a análise da operação da usina escolhida para a simulação. A Usina Fotovoltaica Pitombeira, localizada na barra 8930, foi escolhida por se tratar de uma usina que sofre frequentes cortes de geração e estar localizada no subsistema nordeste, conhecido por ser exportador de energia. Foi modelada uma bateria de 160 MWh de capacidade de armazenamento e simulada no modelo DESSEM a fim de avaliar seu impacto na operação. A metodologia adotada permitiu observar o comportamento conjunto da bateria e da usina, utilizando as saídas do modelo DESSEM e a análise do fluxo de potência a partir do programa ANAREDE, permitindo avaliar a viabilidade do uso de sistemas de armazenamento como instrumentos de flexibilidade na operação elétrica.

Palavras-chave: armazenamento de energia; modelo DESSEM; cortes de geração; energia solar; ONS.

ABSTRACT

This work focused on analyzing generation curtailment in centralized photovoltaic power plants and evaluating the integration of Battery Energy Storage Systems (BESS) as an alternative for its mitigation. The research employed the DESSEM model, an official tool used by the National Electric System Operator (ONS) to perform the Daily Operation Scheduling (PDO), in order to simulate the system with and without battery storage and analyze the operational behavior of the selected power plant. The Pitombeira Photovoltaic Power Plant, located at bus 8930, was chosen as the case study because it frequently experiences generation curtailment and is situated in the Northeast subsystem, known for being an exporter of renewable energy. A 160 MWh battery was modeled and simulated in DESSEM to evaluate its operational impact. The adopted methodology allowed observing the joint behavior of the battery and the solar plant using DESSEM output data and the power flow analysis performed in the ANAREDE program, enabling the assessment of the feasibility of using energy storage systems as flexibility resources in power system operation.

Keywords: energy storage; DESSEM model; generation curtailment; solar energy; ONS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – O Sistema Interligado Nacional.	18
Figura 2 – As instituições do setor elétrico.	20
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada no SIN.	22
Figura 4 – Extensão da Rede Básica de Transmissão.	23
Figura 5 – Matriz de Energia Elétrica – Subsistema Nordeste.	25
Figura 6 – Fluxograma dos modelos computacionais.	26
Figura 7 – Representação de como funciona um <i>tracker</i>	28
Figura 8 – Comparação entre a energia gerada por um sistema fixo e outro com <i>tracker</i>	28
Figura 9 – Exemplo de curva de geração solar.	29
Figura 10 – Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas e solares.	30
Figura 11 – Balanço carga e geração do dia 29/09/2024.	31
Figura 12 – Percentual da geração renovável variável potencial restrita ao longo dos anos citados e a restrição média anual.	33
Figura 13 – Composição química de uma bateria de lítio.	35
Figura 14 – Relação de ciclos com a profundidade de descarga de uma bateria.	36
Figura 15 – Circuito equivalente de um BESS.	37
Figura 16 – Representação dos diversos componentes do sistema no modelo DESSEM.	39
Figura 17 – Módulos em que se subdivide o Modelo DESSEM.	40
Figura 18 – Exemplo de parte do arquivo “renováveis.dat” do Modelo DESSEM.	41

Figura 19 – Exemplo de um cartão de entrada “.pwf”.	46
Figura 20 – Interface gráfica do ANAREDE.	46
Figura 21 – Campos e descrições do registro “EOLICA” do arquivo “renovaveis.dat”.	50
Figura 22 – Campos e descrições do registro “EOLICABARRA” do arquivo “renovaveis.dat”.....	50
Figura 23 – Campos e descrições do registro “EOLICASUBM” do arquivo “renovaveis.dat”.....	51
Figura 24 – Campos e descrições do registro “EOLICA-GERACAO” do arquivo “renovaveis.dat”.....	52
Figura 25 – Diagrama unifilar da conexão da UFV Pitombeira com a rede básica. ..	53
Figura 26 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira no arquivo “pdo_eolica.dat”.....	60
Figura 27 – Formato dos dados de barra CA, parte 1.	62
Figura 28 – Formato dos dados de barra CA, parte 2.	63
Figura 29 – Dados da barra da UFV e da barra nova.	64
Figura 30 – Formato dos dados de circuito CA, parte 1.	65
Figura 31 – Formato dos dados de circuito CA, parte 2.	66
Figura 32 – Dados de circuito da UFV e da barra nova.	67
Figura 33 – Diagrama unifilar da conexão da UFV Pitombeira a rede básica.	67
Figura 34 – Registro “ARMAZENAMENTO-CAD”.....	69
Figura 35 – Registro “ARMAZENAMENTO-INIC”.	69
Figura 36 – Registro “ARMAZENAMENTO-LIMITES”.....	70
Figura 37 – Containers de Baterias de 5 MWh e Skids MT 20 Pés de 2,5 MW da WEG.....	71

Figura 38 – Registro “ARMAZENAMENTO-CAD” da bateria adicionada.	72
Figura 39 – Registro “ARMAZENAMENTO-INIC” da bateria adicionada.	72
Figura 40 – Registro “ARMAZENAMENTO-LIMITES” da bateria adicionada.	74
Figura 41 – Registro “BATERIA” no arquivo “dessem.arq”.	75
Figura 42 – Diagrama unifilar da conexão da UFV Pitombeira a rede básica com a bateria conectada a barra 90000.	75
Figura 43 – Curva de geração da UFV antes do BESS e do SoC da bateria.	78
Figura 44 – Curva de geração da UFV após o BESS e curva do SoC da bateria.	81
Figura 45 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 14.	83
Figura 46 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 18.	84
Figura 47 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 23.	85
Figura 48 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 26.	86
Figura 49 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 35.	87
Figura 50 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 36.	88
Figura 51 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 42.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados da UFV Pitombeira no arquivo “renovaveis.dat”	53
Tabela 2 – Dados de previsão de geração da UFV Pitombeira no arquivo “renovaveis.dat”	54
Tabela 3 – Dados de representação da rede elétrica para cada período no arquivo “entdados.dat”	55
Tabela 4 – Definição dos subsistemas no arquivo “entdados.dat”	57
Tabela 5 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira no arquivo “pdo_eolica.dat”	58
Tabela 6 – Programação Diária da Operação da BATERIA1 no arquivo “PDO_BATERIA.DAT”	76
Tabela 7 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira com BESS no arquivo “PDO_EOLICA.DAT”	79
Tabela 8 – FOBJ original do sistema e a FOBJ do sistema com o BESS na UFV Pitombeira.	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DC	Corrente Contínua
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FOBJ	Função Objetivo
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i> (Programação Linear Inteira Mista)
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
PDO	Programação Diária da Operação
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
p.u.	<i>Per Unit</i> (Por Unidade)
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REDs	Recursos Energéticos Distribuídos
REE	Reservatório Equivalente de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	<i>State of Charge</i> (Estado da Carga)
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

P_{km}	Potência ativa fluindo da barra k para m
Q_{km}	Potência reativa fluindo da barra k para m
x_{km}	Reatância série do circuito
θ_{km}	Diferença angular entre as tensões das barras
V_k	Tensão na barra k
V_m	Tensão na barra m
φ_{km}	Defasamento introduzido por transformadores com defasagem
θ_k	Ângulo de tensão da barra k
θ_m	Ângulo de tensão da barra m

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral.....	15
1.1.2	Específicos	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	O SIN E O DESPACHO HIDROTÉRMICO.....	17
2.1.1	Os principais agentes do sistema interligado nacional	18
2.1.2	O sistema interligado nacional em números.....	21
2.1.3	Características do subsistema Nordeste	23
2.1.4	Modelos Computacionais da Operação.....	25
2.1.5	A programação diária da operação.....	26
2.2	USINA SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA.....	27
2.3	CORTES DE GERAÇÃO.....	29
2.3.1	Os tipos de corte de geração.....	32
2.4	BATERIAS.....	34
2.5	O MODELO DESSEM	38
2.6	O PROGRAMA ANAREDE.....	43
3	A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO E OS CORTES DE GERAÇÃO	48
3.1	A DATA ESCOLHIDA PARA O ESTUDO.....	48
3.2	GERAÇÃO SOLAR NO ARQUIVO “RENOVAVEIS.DAT”	49
3.2.1	Registros “EOLICA”	49
3.2.2	Registros “EOLICABARRA”	50
3.2.3	Registros “EOLICASUBM”.....	51
3.2.4	Registros “EOLICA-GERACAO”	51
3.3	USINA FOTOVOLTAICA	52
3.4	PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA ..	54
3.4.1	A previsão de demanda e os patamares de carga	55
3.4.2	A operação da UFV Pitombeira e os cortes de geração.....	58

4	ANÁLISE DA INSERÇÃO DE BATERIA NA UFV PITOMBEIRA PARA REDUÇÃO DE CORTES DE GERAÇÃO	61
4.1	ARMAZENAMENTO NO MODELO DESSEM E SUA MODELAGEM	61
4.1.1	Criação de uma barra nova	61
4.1.2	Modelagem da Bateria.....	68
4.2	GERAÇÃO DA UFV PITOMBEIRA COM O BESS INSERIDO.....	76
4.2.1	PDO da BATERIA1.....	76
4.2.2	PDO da UFV Pitombeira com BESS	79
4.2.3	Análise do fluxo de potência na UFV Pitombeira com BESS	81
4.3	COMPARAÇÃO DO CUSTO TOTAL DA OPERAÇÃO	89
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	91
	REFERÊNCIAS	93

1 INTRODUÇÃO

Impulsionada pela necessidade de promover a transição energética global, a expansão das fontes renováveis de geração tem sido fortemente incentivada como forma de mitigar os efeitos do aquecimento global e das mudanças climáticas. Em 2024, a adição de capacidade solar fotovoltaica no mundo cresceu aproximadamente 30% em relação ao ano anterior, totalizando cerca de 550 GW, o que elevou a capacidade instalada global para aproximadamente 2,2 TW (IEA, 2025).

No Brasil, programas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) foram criados com o objetivo de ampliar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional, estimulando a implantação de Usinas Fotovoltaicas (UFVs). Como resultado, em 2025, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica centralizada passou a representar cerca de 7,4% do total nacional, correspondendo a aproximadamente 18 GW (ONS, 2025a).

O rápido avanço das UFVs, especialmente em regiões com alta incidência solar, como o Nordeste, aliado à crescente penetração das Micro e Minigerações Distribuídas (MMGD), aumentou significativamente a complexidade do planejamento e da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A demanda líquida, definida como a demanda total subtraída da geração proveniente de fontes intermitentes, pode, em determinados momentos, tornar-se negativa. Nesses casos, torna-se necessário reduzir a geração excedente por meio de cortes de geração, armazenar energia ou exportar para outros subsistemas, de forma a evitar desequilíbrios entre oferta e demanda (TOLMASQUIM, 2017).

Devido à variabilidade das fontes renováveis, há períodos em que o excesso de geração requer a limitação da produção de determinadas usinas, inclusive das próprias renováveis, para garantir a segurança operativa e o equilíbrio do sistema (ANEEL, 2022). Esses cortes de geração acarretam perdas econômicas aos agentes geradores e reduzem o aproveitamento do potencial solar disponível. Cada unidade de energia não injetada na rede representa não apenas receita perdida, mas também uma oportunidade desperdiçada de evitar o uso de geração térmica. Assim, à medida que os cortes se tornam mais frequentes, o benefício marginal das novas instalações

solares tende a diminuir, podendo tornar-se economicamente inviável em determinados contextos (TOLMASQUIM, 2017).

Nesse cenário, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias, ou *battery energy storage system* (BESS), surgem como uma alternativa promissora para mitigar os impactos dos cortes de geração. Essas tecnologias permitem armazenar o excedente de energia que seria descartado e reutilizá-lo em períodos de maior demanda ou durante rampas de carga, contribuindo para a estabilidade, flexibilidade e eficiência do sistema elétrico (IRENA, 2017).

Portanto, compreender como a inserção de sistemas de armazenamento em larga escala pode reduzir os cortes de geração solar e melhorar a operação do SIN é um desafio técnico de grande relevância. O estudo desses impactos torna-se essencial para o aproveitamento pleno da geração fotovoltaica e para o avanço da transição energética no Brasil.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar os efeitos da inserção dos sistemas de armazenamento de energia em baterias no sistema interligado nacional para mitigar os efeitos dos cortes de geração em usinas fotovoltaicas.

1.1.2 Específicos

- i. Analisar os cortes de geração que ocorrem em uma usina solar fotovoltaica específica;
- ii. Simular a inserção de um sistema de armazenamento de energia acoplado a usina escolhida utilizando o modelo DESSEM (CEPEL, 2025);
- iii. Avaliar o impacto da utilização da bateria na mitigação dos cortes de geração.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O Capítulo 1 faz uma breve introdução sobre o tema do corte de geração enfrentado pelas usinas renováveis e apresenta os sistemas de armazenamento como alternativa promissora ao problema.

O Capítulo 2 fornece a fundamentação teórica necessária ao entendimento deste trabalho, abordando tópicos como corte de geração, baterias, modelo DESSEM e programa ANAREDE.

O Capítulo 3 trata da programação diária da operação no modelo DESSEM, discutindo a escolha do dia 03 de outubro de 2025 e da UFV Pitombeira para a realização do estudo, além de mostrar os cortes de geração no PDO da usina.

O Capítulo 4 se refere a modelagem e inserção da unidade de armazenamento de energia na UFV Pitombeira para a redução do corte de geração. Também mostra a nova programação diária da operação da usina e da bateria, além de analisar seus resultados.

Por último, o Capítulo 5 faz as conclusões do que foi feito e dos resultados obtidos discutindo, também, propostas de continuidade relacionados a realização de novos estudos e análises.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo traz a fundamentação teórica necessária ao entendimento dos tópicos abordados neste trabalho de conclusão de curso, como o que são as usinas fotovoltaicas centralizadas, os cortes de geração sofridos por elas e o que são os BESS.

2.1 O SIN e o despacho hidrotérmico

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema caracterizado pela predominância das usinas hidrelétricas, mas com expressiva participação das térmicas e das variáveis como solar e eólica, além da presença de diversos agentes proprietários. O SIN é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e é constituído por quatro subsistemas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SECO), Nordeste (NE) e a região Norte (N). (ONS, 2025b). A Figura 1 mostra um mapa do SIN.

Figura 1 – O Sistema Interligado Nacional.



Fonte: retirado de (ONS, 2025c).

Os subsistemas estão interconectados por uma extensa malha de transmissão em alta tensão, tanto em corrente alternada como contínua, para permitir que a energia percorra as grandes distâncias continentais do Brasil sem que haja grandes perdas. A malha de transmissão também permite levar energia de geradores localizados em lugares remotos até os grandes centros urbanos do país. A integração dos subsistemas elétricos propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, onde a integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2025b).

2.1.1 Os principais agentes do SIN

A operação e o funcionamento do SIN envolvem diversos agentes institucionais e empresariais, responsáveis por atividades complementares e interdependentes, que

garantem a operação, a regulação, o planejamento e a comercialização da energia elétrica no país. O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela formulação e implantação das políticas energéticas do Brasil, definindo as diretrizes estratégicas para o setor elétrico (MME, 2021).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços ao MME e é responsável pelo planejamento de médio e longo prazo, elaborando estudos e projeções de expansão da geração e da transmissão, a exemplo do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE) (EPE, 2025).

O ONS coordena e controla a operação do SIN, sendo responsável por garantir a continuidade, segurança e economicidade do suprimento de energia. É dever do ONS realizar o despacho centralizado das usinas, a programação diária da operação (PDO) e o gerenciamento em tempo real do balanço energético entre geração e carga sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ONS, 2025d).

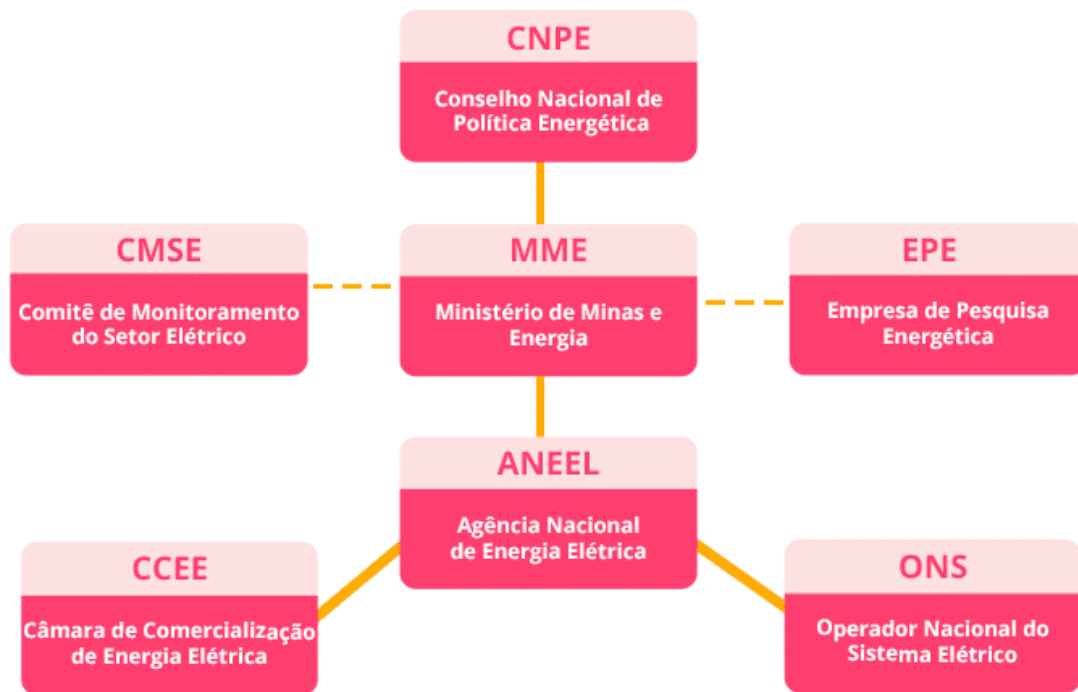
A ANEEL atua sendo o agente regulador e fiscalizador, permitindo que o setor opere de forma eficaz e equilibrada. Também exerce a função de emitir outorgas, aprovar tarifas, regular contratos e atentar pelo cumprimento das normas do setor elétrico (ANEEL, 2023).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) exerce a função de registrar e liquidar as transações de compra e venda de energia e também apurar os preços de liquidação das diferenças (PLD) nos ambientes de contratação regulado e livre. A CCEE também administra mecanismos de contabilização e de liquidação financeira do mercado de curto prazo (CCEE, 2025a).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão máximo de deliberação do setor, vinculado ao Governo Federal, responsável por formular políticas e diretrizes estratégicas para a energia no país, incluindo petróleo, gás e eletricidade (BLOG.ESFERA, 2021). Para garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica, a CNPE conta com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo MME. O CMSE atua como um sistema de alerta, monitorando continuamente a oferta e a demanda de energia no SIN e emitindo pareceres para orientar a atuação do ONS e da ANEEL, assegurando que as políticas definidas pela

CNPE sejam implementadas com foco na estabilidade e na confiabilidade do sistema (BLOG.ESFERA, 2021). A Figura 2 mostra um fluxograma contendo as instituições do setor elétrico.

Figura 2 – As instituições do setor elétrico.



Fonte: Adaptado de (BLOG.ESFERA, 2021).

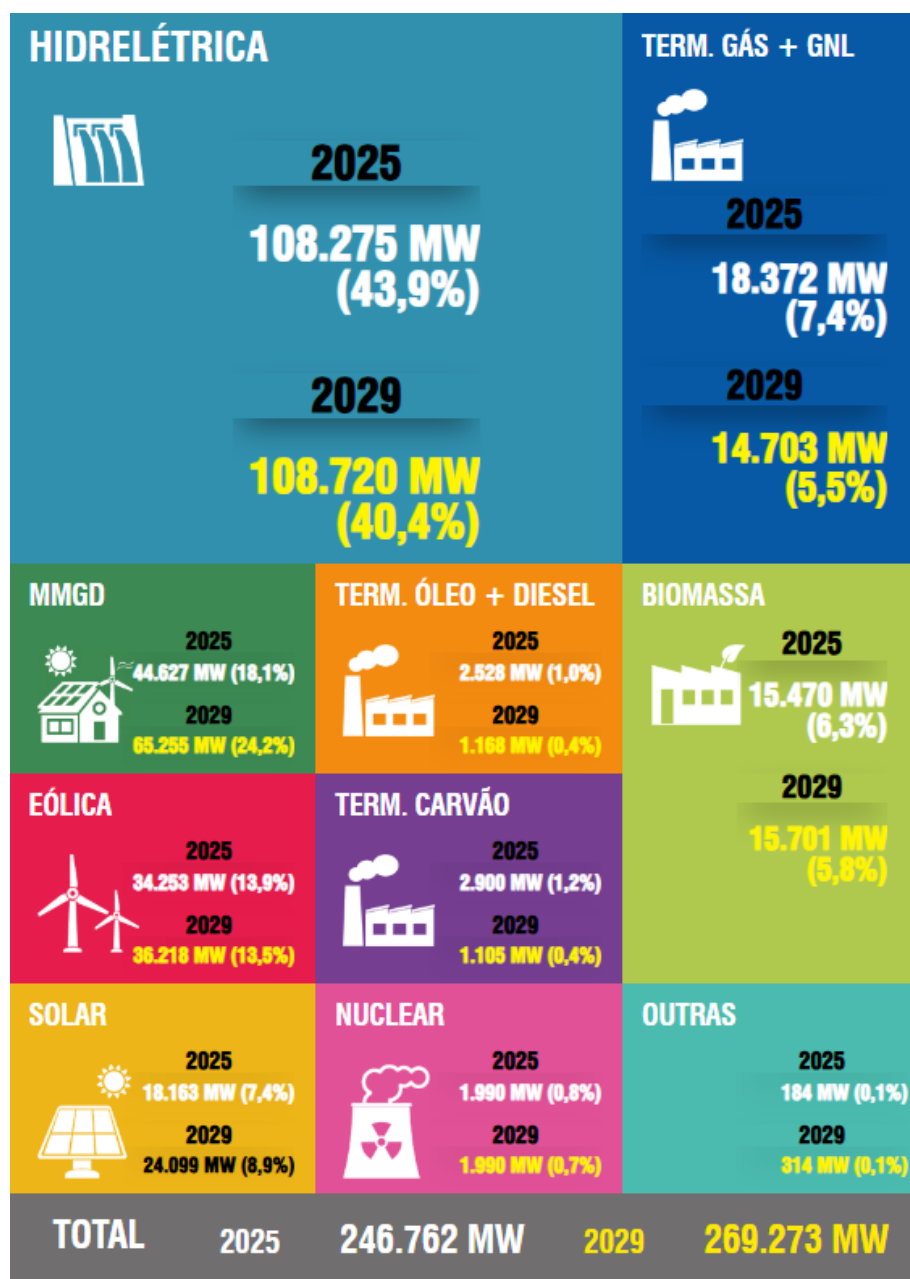
Além desses órgãos centrais, participam do SIN os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, que compõem a estrutura operacional do setor. Os geradores produzem a energia elétrica e a disponibilizam ao sistema; as empresas transmissoras operam as instalações de alta tensão que interligam os subsistemas; as distribuidoras atendem diretamente os consumidores cativos; e os comercializadores intermediam contratos entre geradores e consumidores livres. Essa estrutura articulada permite que o SIN opere de forma coordenada e integrada, conciliando a eficiência técnica da operação com a segurança do suprimento elétrico nacional.

2.1.2 O SIN em números

O SIN é um dos maiores sistemas elétricos do mundo em capacidade de geração e extensão territorial. Devido a integração de diversas fontes de energia e tecnologias, o sistema detém notável complexidade, cabendo aos agentes, que operam de forma coordenada, garantir o equilíbrio entre oferta e demanda em tempo real. Segundo o ONS, o SIN possui um total de 246,76 GW de capacidade instalada distribuída entre usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas, solares fotovoltaicas centralizadas e micro e minigeração distribuída. O principal representante das fontes de geração continua sendo as hidrelétricas com 43,9% da potência instalada, com o próximo sendo, surpreendentemente, a MMGD com 18,1% do total da capacidade instalada, seguidos pelas termelétricas, com 16,7%, eólicas, com 13,9% e solares fotovoltaicas centralizadas, tendo 7,4% (ONS, 2025a).

Com base nas projeções sobre o horizonte de 2029, a capacidade instalada total do SIN deverá alcançar cerca de 269,27 GW, representando um crescimento de 8,4% em relação à capacidade atual. Verifica-se uma gradual mudança na composição da matriz elétrica brasileira, com significativa expansão das fontes renováveis, em particular a MMGD, e redução das fontes térmicas devido as políticas de transição energética. As fontes hidráulicas mantem-se como principal fonte de geração, mesmo com a capacidade instalada prevista sendo praticamente a mesma, com 108,7 GW da potência total, enquanto as MMGD atingem 65,3 GW, a eólica 36,2 GW e a solar alcança 24,1 GW, consolidando a tendência de diversificação e maior participação de recursos intermitentes. Esse crescimento das fontes renováveis reforça a necessidade de maior flexibilidade e mecanismos de armazenamento de energia objetivando a estabilidade operativa e o aproveitamento eficiente da geração variável do SIN até o final do horizonte de 2029 (ONS, 2025a). A Figura 3 mostra a capacidade instalada por cada tipo de usina no SIN em 2025 e a evolução da mesma para o ano de 2029.

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada no SIN.

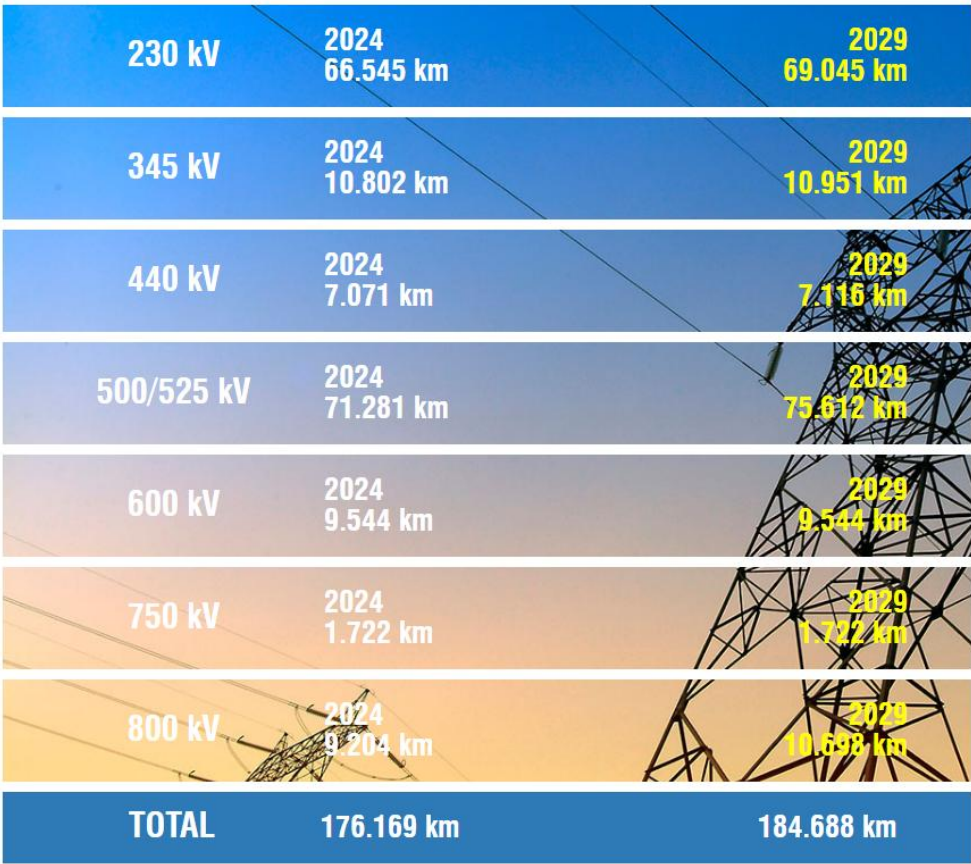


Fonte: retirado de (ONS, 2025a)

Com a expansão da matriz de geração renovável, principalmente na região nordeste, criou-se a necessidade de ter uma malha de transmissão robusta e confiável para o escoamento de grandes blocos de energia para os centros de carga do SIN, como o subsistema sudeste/centro-oeste, de forma segura e eficiente. Presentemente, o SIN conta com uma rede básica totalizando 176.169 km de extensão, tanto com linhas em corrente alternada como elos em corrente contínua que

vão dos 230 kV a 800 kV de tensão, sendo as linhas de 500 kV as mais presentes com 71.281 km. Essa infraestrutura permite o intercâmbio energético entre subsistemas, fundamental para o uso otimizado dos recursos renováveis e para a confiabilidade do suprimento (ONS, 2025a). A Figura 4 contém a extensão recente da rede básica de transmissão e a evolução da mesma para o ano de 2029.

Figura 4 — Extensão da Rede Básica de Transmissão.



Fonte: retirado de (ONS, 2025a).

2.1.3 Características do subsistema Nordeste

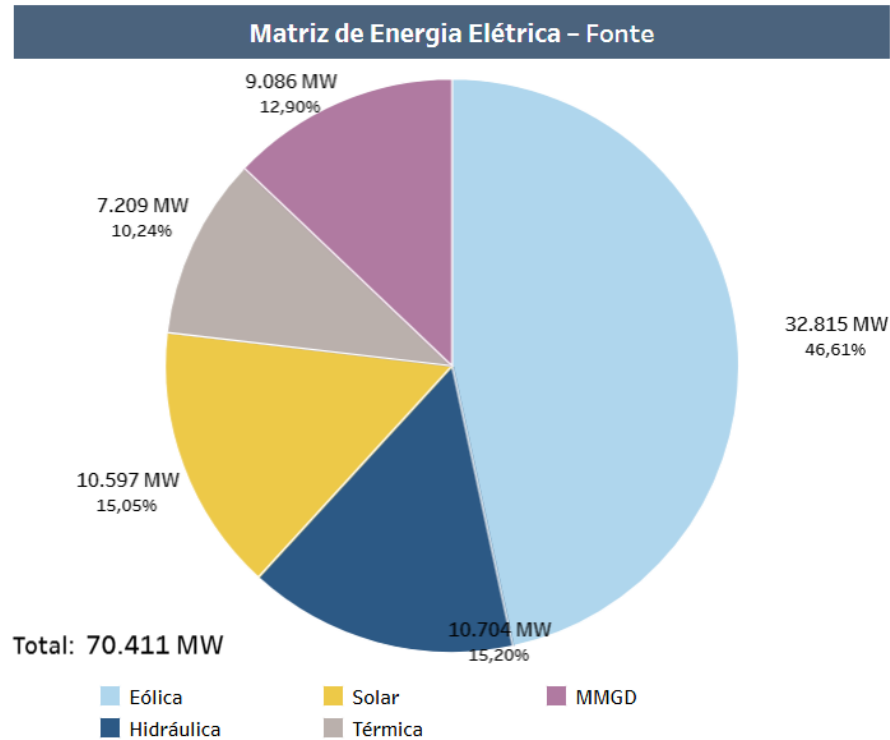
O subsistema Nordeste vem assumindo papel cada vez mais estratégico dentro do SIN, destacando-se como um importante polo de geração renovável no país. Enquanto o Sudeste/Centro-Oeste concentra a maior parte da carga e da geração hidráulica, o Nordeste tem se consolidado como exportador líquido de energia,

impulsionado pela forte expansão das fontes eólica e solar fotovoltaica ao longo da última década (ONS, 2025a) (ONS, 2025e).

A região apresenta condições naturais extremamente favoráveis: altos níveis de irradiação solar e excelente regime de ventos, especialmente no litoral e no semiárido. Essa abundância de recursos renováveis permitiu a instalação de um grande número de usinas eólicas e solares, que hoje representam parcela significativa da potência instalada nordestina. Além disso, há uma complementaridade sazonal entre as duas fontes, os ventos tendem a ser mais intensos durante o período seco, quando a geração solar é constante, o que contribui para uma produção mais estável ao longo do ano e reforça a capacidade de exportação para outros subsistemas, principalmente o Sudeste/Centro-Oeste (MME, 2023).

No entanto, essa elevada participação de fontes variáveis também traz novos desafios à operação do sistema. Em momentos de alta geração solar e eólica, combinados à baixa demanda regional, podem ocorrer excedentes de energia, levando à saturação dos limites de intercâmbio e, conseqüentemente, à necessidade de cortes de geração renovável. Para mitigar esses efeitos e garantir uma operação segura e eficiente, tornam-se essenciais mecanismos de flexibilidade, como a presença de usinas despacháveis, o reforço das interligações de transmissão e o uso de sistemas de armazenamento de energia, capazes de absorver ou deslocar o excedente produzido (ONS, 2025f). A Figura 5 mostra a participação em porcentagem de cada fonte de energia no subsistema Nordeste.

Figura 5 – Matriz de Energia Elétrica – Subsistema Nordeste.



Fonte: retirado de (ONS, 2025a)

2.1.4 Modelos Computacionais da Operação

O planejamento da operação energética do SIN estrutura-se em três modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL, que atuam de forma complementar em diferentes horizontes temporais. No âmbito do médio prazo, com horizonte de até cinco anos, o modelo NEWAVE estabelece a estratégia ótima para a operação hidrotérmica. Utilizando uma discretização mensal e agregando as hidrelétricas em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), ele minimiza o custo esperado da operação, considerando as incertezas hidrológicas. Um de seus principais resultados são as Funções de Custo Futuro, que transmitem ao modelo de curto prazo o impacto energético do uso da água armazenada (CCEE, 2025b).

No planejamento de curto prazo, com horizonte de dois meses, o modelo DECOMP detalha a operação com discretização semanal, representando individualmente cada usina hidrelétrica e térmica. Seu objetivo é minimizar os custos de operação utilizando informações como previsões de carga, vazões e a Função de Custo Futuro fornecida

pelo NEWAVE. Por sua vez, o modelo DESSEM atua no curtíssimo prazo, com horizonte de até sete dias, realizando um detalhamento horário ou semi-horário da operação. Ele representa individualmente as unidades geradoras, considerando restrições de *unit commitment* para térmicas, características hidráulicas específicas e a variabilidade horária de fontes intermitentes, como a eólica. Essa estrutura hierárquica garante consistência entre o planejamento estratégico e a operação detalhada, permitindo uma análise precisa da integração de recursos energéticos distribuídos e intermitentes (CCEE, 2025b). A Figura 6 apresenta os modelos computacionais utilizados na operação e no planejamento energético.

Figura 6 – Fluxograma dos modelos computacionais.



Fonte: Adaptado de (CCEE, 2025b).

2.1.5 A programação diária da operação

A programação diária da operação (PDO), conduzida pelo ONS, utiliza o modelo DESSEM para definir o despacho ótimo horário ou semi-horário das unidades geradoras. Esse processo consiste em um complexo problema de otimização, que visa ao menor custo operacional total, que inclui o custo das usinas térmicas, eventuais penalidades por violação de restrições e perdas elétricas, enquanto respeita rigorosamente o balanço de potência ativo e reativo, limites de geração e transmissão, e condições operativas específicas (CEPEL, 2025) (ONS, 2024).

No cenário atual, a PDO enfrenta o desafio de incorporar a crescente participação de fontes renováveis intermitentes. Para manter a integridade do sistema, o modelo DESSEM considera previsões detalhadas de geração solar e eólica,

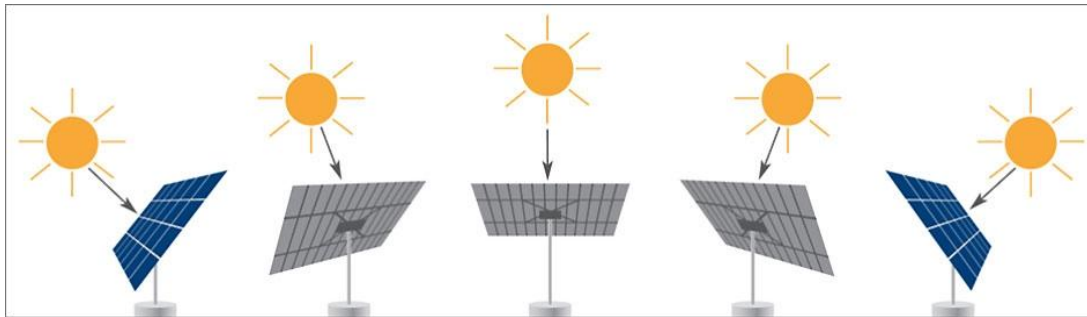
estabelece limites de intercâmbio entre subsistemas para prevenir sobrecargas e inclui requisitos técnicos essenciais como níveis mínimos de inércia para garantir a estabilidade dinâmica. Esta abordagem técnica e participativa entre ONS e agentes permite compatibilizar os objetivos econômicos sistêmicos com as restrições operativas locais, assegurando que a expansão das fontes renováveis ocorra dentro dos parâmetros de segurança operacional exigidos pelo sistema (CEPEL, 2025) (ONS, 2024).

2.2 Usina solar fotovoltaica centralizada

A geração solar fotovoltaica centralizada consolida-se como um pilar fundamental para a descarbonização do SIN. Seu princípio de funcionamento baseia-se no efeito fotovoltaico, que permite que células de silício, agrupadas em módulos, convertam diretamente a energia da luz solar em eletricidade de corrente contínua. Para maximizar essa conversão em grande escala, as usinas adotam topologias específicas, sendo os inversores centrais os responsáveis por transformar essa corrente contínua em corrente alternada, que é então sincronizada com os parâmetros da rede (SOLAR, 2025a) (SOLAR, 2021).

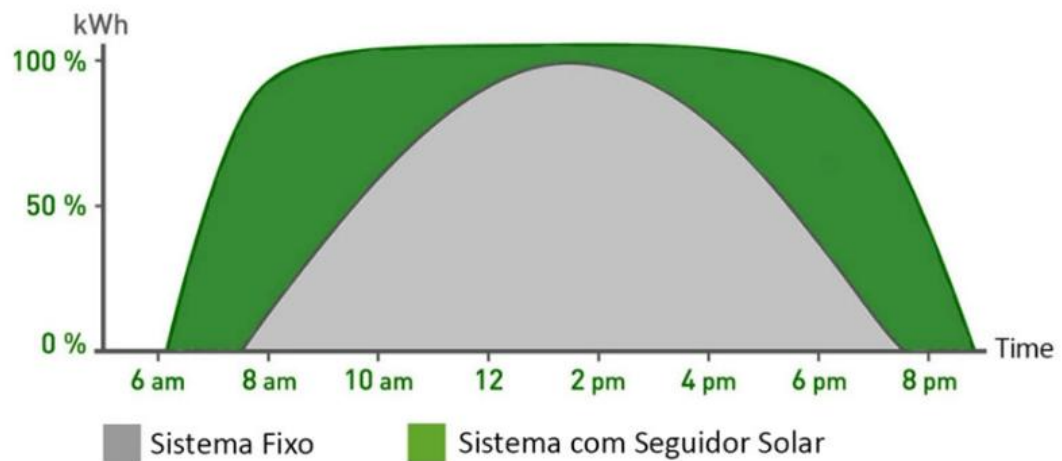
Dentre essas topologias, os sistemas de rastreamento solar, conhecidos como *tracking*, desempenham um papel crucial. Diferentemente de painéis fixos, esses sistemas movimentam os módulos ao longo do dia para seguir a trajetória do sol. Seu funcionamento busca maximizar a captação de irradiância ao manter os painéis permanentemente perpendiculares aos raios solares. As topologias principais incluem o sistema de eixo único, que acompanha o movimento leste-oeste do sol, e o de eixo duplo, que ajusta também a inclinação solar ao longo das estações. O resultado é um ganho substancial na energia gerada, especialmente no período da manhã e no final da tarde, o que contribui para achatá-la e estender a curva de geração diária. Após a conversão, a energia é elevada para alta tensão para então ser conectada aos barramentos da rede básica, integrando-se ao sistema (SOLAR, 2025b). A Figura 7 ilustra como funciona o *tracker* e é complementada pela Figura 8 onde é mostrada a vantagem do uso do *tracker* para maior aproveitamento da irradiação solar.

Figura 7 – Representação de como funciona um *tracker*.



Fonte: retirado de (SOLAR, 2025b).

Figura 8 – Comparação entre a energia gerada por um sistema fixo e outro com *tracker*.

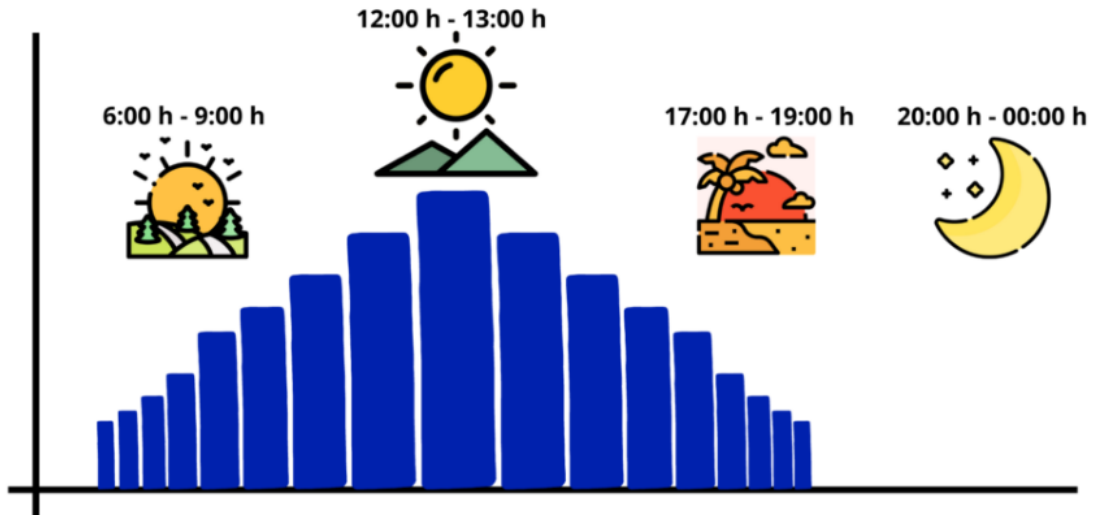


Fonte: retirado de (SOLAR, 2025b).

A potência final entregue, no entanto, não depende apenas da orientação dos módulos, mas também das condições ambientais. As curvas de potência de uma usina são diretamente influenciadas pela irradiância e temperatura, de modo que a potência aumenta linearmente com a irradiância, enquanto a eficiência das células cai com o aumento da temperatura. Esta relação variável torna a previsão de geração um elemento crítico para a operação do sistema. Os modelos de despacho utilizam uma curva esperada de geração, mas a incerteza inerente, causada por fatores como nuvens passageiras e mudanças no tempo, faz com que uma representação estocástica, a qual considera probabilidades, seja mais adequada do que uma

abordagem puramente determinística (ENERGÊS, 2020). A Figura 9 ilustra graficamente como se dá uma curva de geração solar qualquer.

Figura 9 – Exemplo de curva de geração solar.



Fonte: adaptado de (ENERGÊS, 2020).

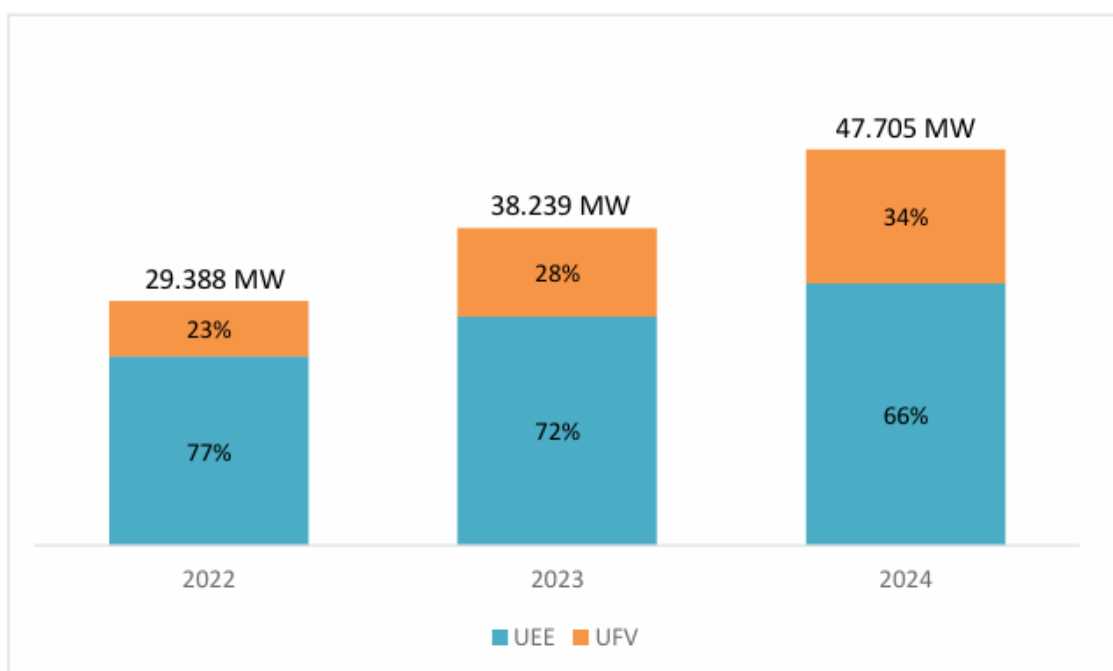
Essa imprevisibilidade é a fonte do principal impacto da energia solar na operação do sistema. A geração pode sofrer rampas rápidas, que são flutuações de potência abruptas causadas, por exemplo, pelo pôr do sol acompanhado do surgimento de uma carga líquida ao final do dia. Essas rampas exigem que o sistema possua flexibilidade para compensar as variações, seja acionando rapidamente outras fontes de geração, como termelétricas ou hidrelétricas, seja utilizando sistemas de armazenamento de energia (EPE, 2021). Dessa forma, a integração segura e confiável da geração solar centralizada depende tanto da tecnologia de rastreamento, que otimiza a produção, quanto da gestão da flexibilidade da rede, que mitiga sua variabilidade.

2.3 Cortes de Geração

O corte de geração, também conhecido como *curtailment* ou *constrained-off*, consiste na redução forçada da produção de usinas renováveis mesmo quando há disponibilidade de recurso primário, sendo motivado por restrições físicas ou

operativas do sistema elétrico, e não pela falta de vento ou radiação solar. Esse fenômeno ocorre quando o operador do sistema, para preservar o equilíbrio entre oferta e demanda e a segurança operativa, precisa limitar a geração renovável disponível, o que se tornou cada vez mais frequente com o avanço da penetração das fontes eólica e solar no SIN (ONS, 2025f). A Figura 10 mostra graficamente o crescimento recente da capacidade instalada das usinas eólicas e solares.

Figura 10 – Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas e solares.



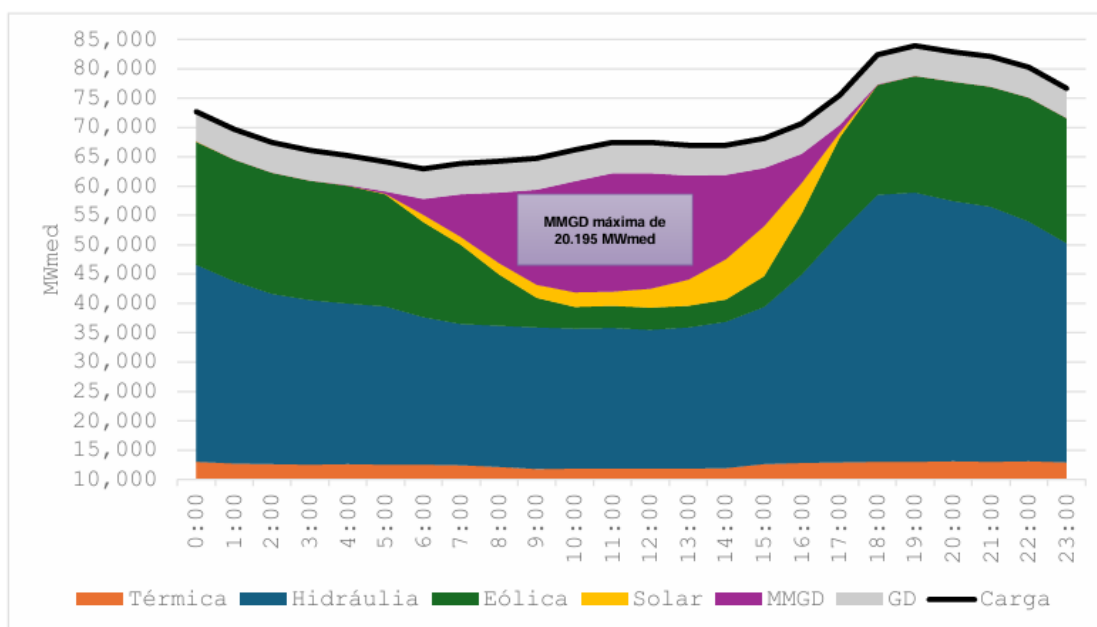
Fonte: retirado de (ONS, 2025f).

Entre as principais causas do *curtailment* estão os limites de transmissão entre subsistemas, como os intercâmbios do Nordeste, que frequentemente atingem restrições de escoamento devido ao crescimento acelerado da capacidade instalada na região. Além disso, em horários de baixa carga, especialmente durante o meio do dia, quando há alta produção fotovoltaica, podem ocorrer situações de sobregeração local, levando o operador a impor cortes para manter o equilíbrio carga–geração. Outro fator relevante são as restrições operativas, relacionadas ao atendimento a limites de estabilidade, tensão e à manutenção de um patamar mínimo de geração

térmica, necessária para garantir serviços ancilares e suporte à rede. Ainda, a prioridade de despacho das fontes controláveis, como hidrelétricas e termelétricas, pode resultar em menor aproveitamento das fontes renováveis variáveis em determinados períodos (ONS, 2025f).

O *curtailment* acarreta consequências diretas, como o desperdício de energia limpa disponível e a redução do fator de capacidade das usinas, impactando a eficiência econômica dos empreendimentos e a plena utilização da infraestrutura já instalada. Sistemicamente, reflete limitações de flexibilidade e de integração entre os sistemas de transmissão e distribuição, especialmente diante do avanço dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), que ainda operam fora do controle do ONS, agravando o desequilíbrio entre geração centralizada e distribuída (ONS, 2025f). A Figura 11 ilustra a rampa de geração resultante da redução da geração solar das MMGDs no período de transição para o fim do dia, fenômeno associado à necessidade de atendimento ao aumento da carga do sistema.

Figura 11 – Balanço carga e geração do dia 29/09/2024.



Fonte: retirado de (ONS, 2025f).

Nos modelos de operação e otimização do SIN, o *curtailment* é representado por variáveis de folga associadas aos limites de geração, intercâmbio e estabilidade, que permitem ao modelo encontrar soluções operativas viáveis diante de restrições físicas da rede e dos equipamentos. Essas variáveis são utilizadas, por exemplo, para quantificar o volume de energia não aproveitada e para indicar a severidade das limitações de transmissão ou de rampa de geração. Assim, o fenômeno do corte de geração revela-se como um reflexo direto da transformação energética e da crescente necessidade de flexibilidade e modernização da operação do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2025f).

2.3.1 Os tipos de corte de geração

Os cortes de geração podem ser classificados conforme a origem e a natureza das restrições que os motivam, refletindo diferentes condições operativas do SIN. De acordo com a classificação adotada pela ANEEL e pelo ONS, os eventos de corte se dividem em três principais categorias: por indisponibilidade externa, por confiabilidade elétrica e por razão energética (ONS, 2025f).

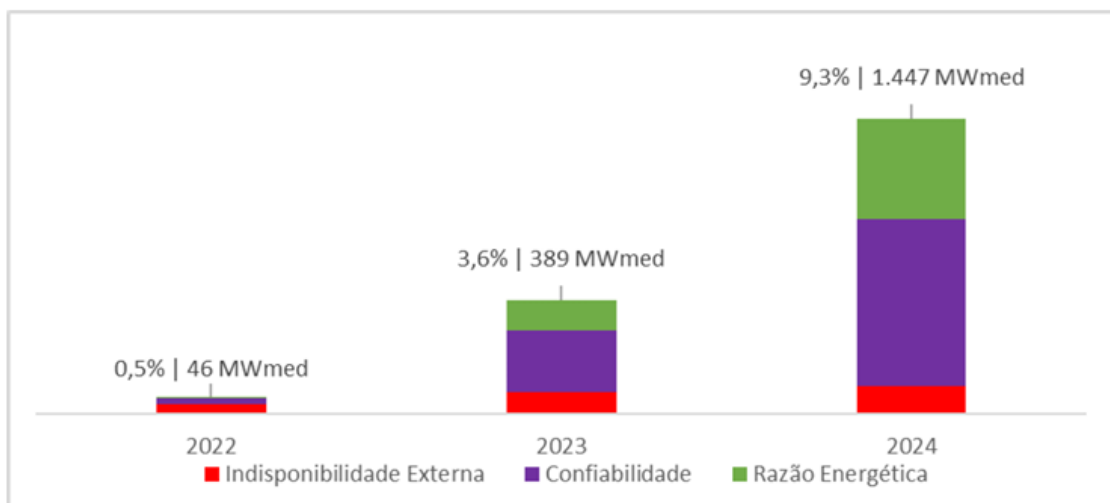
Os cortes por indisponibilidade externa ocorrem quando há limitações físicas ou falhas em instalações de transmissão que não pertencem à usina, como linhas, transformadores, disjuntores ou equipamentos de subestações. Nesses casos, mesmo que a usina esteja tecnicamente disponível para gerar, o escoamento de energia é restringido por problemas externos à sua operação direta. Esse tipo de corte é comum em momentos de contingências ou manutenções emergenciais na rede básica, em que a capacidade de transmissão é reduzida e o operador precisa limitar a geração para evitar sobrecargas ou colapsos locais (ONS, 2025f).

Já os cortes por confiabilidade elétrica estão associados à necessidade de garantir a segurança e a estabilidade do sistema. Eles ocorrem quando o operador identifica que a continuidade da geração pode comprometer a operação segura do SIN, levando em conta fatores como limites de carregamento de linhas, estabilidade de tensão e dinâmica do sistema. Após a perturbação de 15 de agosto de 2023, por exemplo, o ONS precisou reduzir os limites de intercâmbio entre regiões,

especialmente no Nordeste, devido à constatação de que os modelos matemáticos das usinas eólicas e solares não representavam adequadamente seu comportamento dinâmico. Essa revisão reduziu a capacidade de escoamento da rede e elevou significativamente o volume de *curtailments* por razões de confiabilidade, demonstrando que tais restrições são fundamentais para prevenir riscos de instabilidade e apagões (ONS, 2025f).

Por sua vez, os cortes por razão energética derivam de um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, quando há excesso de geração renovável em relação à carga consumida. Esse fenômeno é típico de horários de baixa demanda, como durante o meio do dia, quando a geração solar atinge seu pico e a participação de outras fontes despacháveis já se encontra minimizada. Nesses momentos, o ONS reduz a produção das usinas renováveis centralizadas para manter o equilíbrio carga–geração e controlar a frequência do sistema. A situação se agravou com o crescimento expressivo da MMGD, que injeta energia nas redes de distribuição sem estar sujeita ao controle centralizado, aumentando a sobreoferta e exigindo cortes ainda maiores das usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas à transmissão (ONS, 2025f). A Figura 12 ilustra a evolução dos tipos de cortes de geração nos anos recentes.

Figura 12 – Percentual da geração renovável variável potencial restrita ao longo dos anos citados e a restrição média anual.



Fonte: retirado de (ONS, 2025f).

Além dessas três categorias, é possível observar que, na prática, muitas restrições envolvem sobreposição de fatores, por exemplo, uma limitação de escoamento causada simultaneamente por restrições elétricas e energéticas. De forma geral, cada tipo de corte reflete uma dimensão distinta dos desafios da operação moderna do SIN, onde as indisponibilidades externas indicam a necessidade de reforço e manutenção da infraestrutura, as restrições por confiabilidade apontam para o aperfeiçoamento dos modelos dinâmicos e dos critérios de estabilidade e as razões energéticas revelam o impacto da transição energética e da expansão das fontes variáveis. Assim, compreender e diferenciar esses tipos de cortes é essencial para formular estratégias técnicas que minimizem perdas, promovam maior flexibilidade operativa e assegurem a integração eficiente das energias renováveis no sistema elétrico brasileiro (ONS, 2025f).

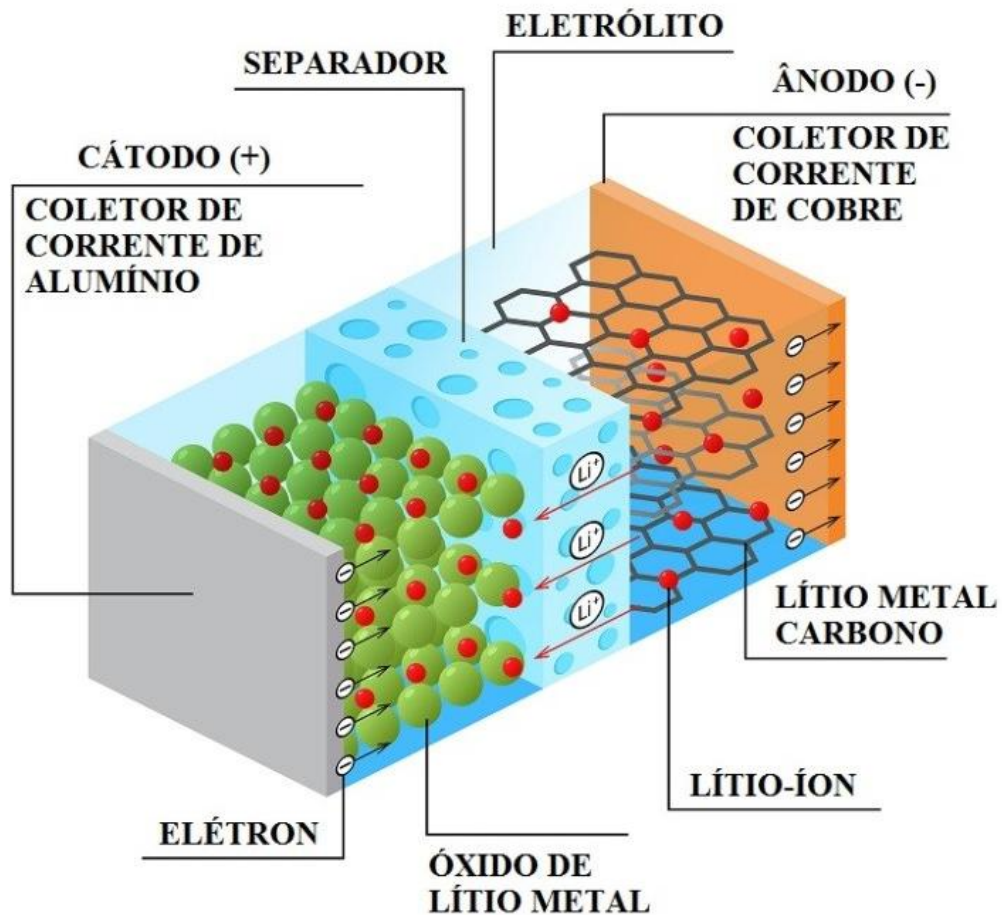
2.4 Baterias

As baterias são dispositivos eletroquímicos capazes de converter energia química em energia elétrica por meio de reações de oxidorredução, sendo formadas por um conjunto de pilhas ligadas em série ou paralelo. Diferentemente das pilhas primárias, que não podem ser recarregadas, as baterias secundárias permitem o processo reverso de carga, restaurando seus eletrodos originais e possibilitando múltiplos ciclos de utilização (QUÍMICA, 2024). Essa característica é fundamental para aplicações que exigem armazenamento e liberação de energia de forma repetitiva, como ocorre nos sistemas de armazenamento de energia em baterias, os chamados BESS.

Entre as diversas tecnologias disponíveis, destacam-se as baterias de íons de lítio, amplamente utilizadas em sistemas de energia renovável devido à sua alta densidade energética, baixa taxa de auto descarga e pouca manutenção (ELETRÔNICA, 2024a). A célula de íon-lítio é composta por quatro elementos principais os quais são o ânodo, geralmente feito de grafite, o cátodo, constituído por óxidos metálicos de lítio, o eletrólito, que permite o fluxo dos íons de lítio e um separador poroso, responsável por impedir o contato direto entre os eletrodos. Durante a descarga, os íons de lítio migram do ânodo para o cátodo, gerando corrente

elétrica, e no processo de recarga, o movimento é invertido, restaurando o equilíbrio eletroquímico da célula (ELETRÔNICA, 2024a) (SOLAR, 2024). A Figura 13 mostra os componentes químicos de uma bateria de lítio.

Figura 13 – Composição química de uma bateria de lítio.



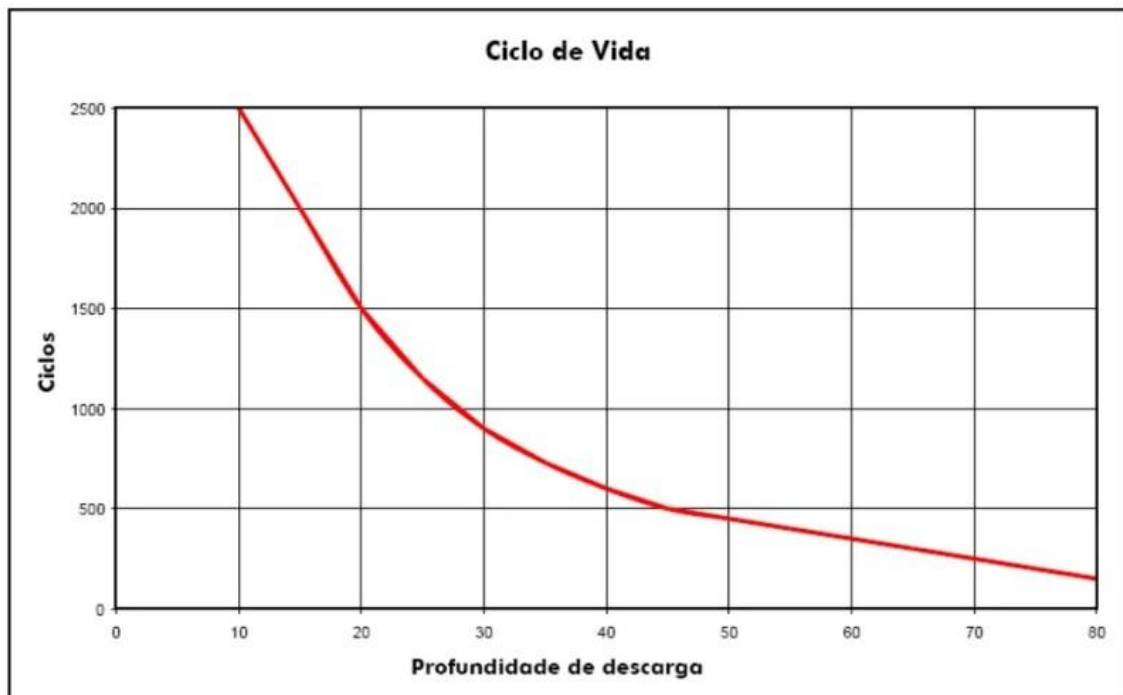
Fonte: retirado de (ELETRÔNICA, 2024a).

Essas características fazem com que as baterias de íon-lítio sejam ideais para sistemas solares centralizados, uma vez que permitem armazenar o excedente de geração fotovoltaica durante períodos de alta irradiância e liberar essa energia quando a produção é reduzida. Isso contribui diretamente para a mitigação do fenômeno de corte de geração, que ocorre quando há excesso de oferta ou limitações operacionais na rede elétrica. Além disso, o uso de BESS aumenta a previsibilidade da geração

solar e melhora a estabilidade da rede, auxiliando no controle de frequência e tensão (ANDRÉ, 2022).

Em termos técnicos, a eficiência e a durabilidade das baterias estão relacionadas à profundidade de descarga, *Depth of Discharge (DoD)*, e ao número de ciclos de carga e descarga. Quanto maior a profundidade de descarga, menor tende a ser a vida útil do equipamento, uma vez que o estresse eletroquímico sobre os eletrodos aumenta (BRASIL, 2021). Por isso, sistemas bem dimensionados utilizam controladores de carga capazes de limitar a profundidade de descarga, otimizando o desempenho e a durabilidade do banco de baterias. Em aplicações de grande porte, como usinas solares centralizadas, esse gerenciamento é essencial para garantir confiabilidade operacional e retorno econômico do investimento. A Figura 14 mostra a relação entre a profundidade de descarga e a quantidade de ciclos de uma bateria qualquer.

Figura 14 – Relação de ciclos com a profundidade de descarga de uma bateria.

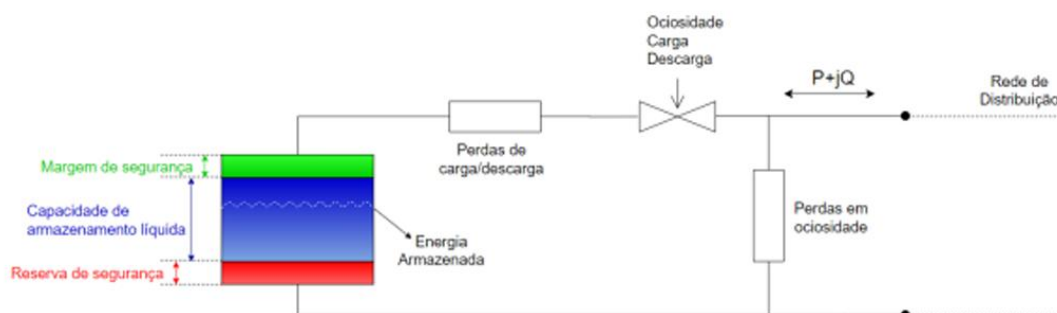


Fonte: retirado de (60HZ, 2024).

Outra definição importante é o estado de carga ou State of Charge (SoC) indica a proporção de energia que uma bateria ainda possui em comparação à sua capacidade máxima, sendo expresso em porcentagem. Em termos práticos, ele mostra quanto de energia está disponível para uso antes que seja necessária uma nova recarga. Esse parâmetro é essencial para o controle e a operação de sistemas de armazenamento, pois permite otimizar o uso da bateria e evitar tanto a descarga profunda quanto a sobrecarga, garantindo maior eficiência e durabilidade ao sistema (ELETRÔNICA, 2024b).

O fenômeno da autodescarga é caracterizado pela perda gradual de carga mesmo quando a bateria não está em uso. Essa taxa depende da composição química e das condições de armazenamento, sendo maior em temperaturas elevadas (ENERGY, 2024). As baterias de íon-lítio se destacam nesse ponto por apresentarem baixas taxas de autodescarga, o que contribui para maior eficiência em aplicações estacionárias, nas quais longos períodos de armazenamento podem ocorrer. A Figura 15 representa um modelo de BESS com as perdas de carga e de descarga e as perdas por autodescarga representadas pelas perdas em ociosidade.

Figura 15 – Circuito equivalente de um BESS.



Fonte: retirado de (SOUZA, 2020).

Além das vantagens técnicas, as baterias de íons de lítio oferecem benefícios operacionais, como menor peso, maior densidade energética, recarga mais rápida e maior número de ciclos em comparação às baterias de chumbo-ácido, podendo alcançar até 7 mil ciclos, contra cerca de 1,5 mil das tecnologias tradicionais (SOLAR,

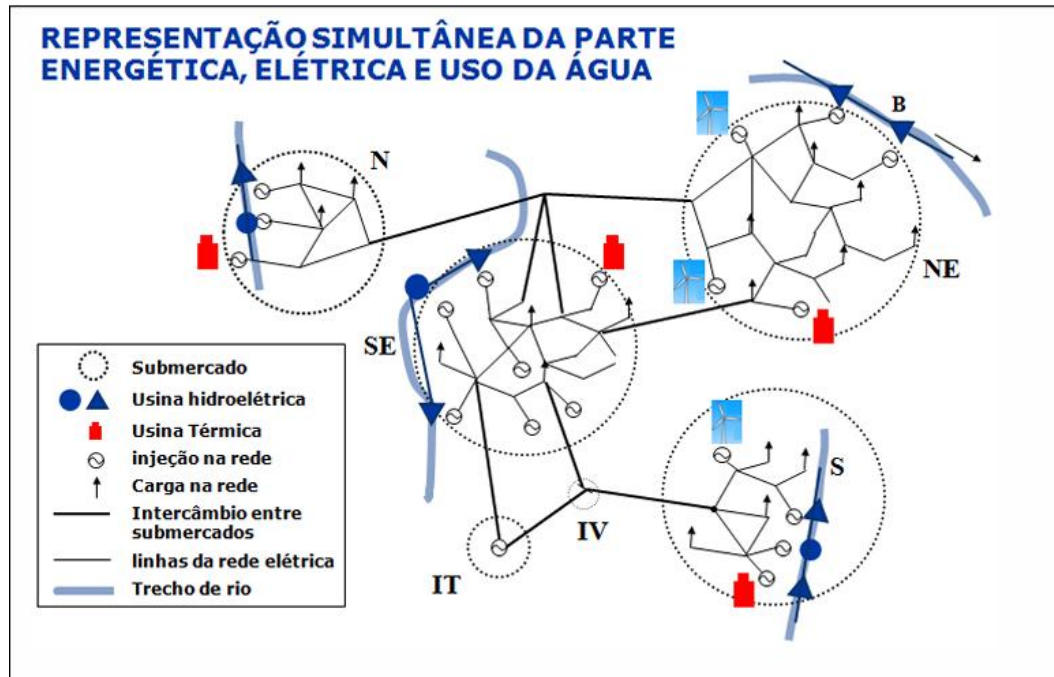
2024). Essas propriedades tornam o BESS baseado em íon-lítio a principal solução tecnológica para integração com sistemas fotovoltaicos centralizados, permitindo a utilização plena da energia gerada e reduzindo o desperdício decorrente do corte de geração.

Portanto, o avanço das tecnologias de armazenamento, aliado à redução dos custos das baterias e ao aumento de sua eficiência, consolida o papel do BESS como componente essencial para o futuro da geração renovável. A aplicação dessas tecnologias em usinas solares centralizadas representa uma alternativa viável e sustentável para o gerenciamento da intermitência e para o aproveitamento integral do potencial solar disponível.

2.5 O modelo DESSEM

O modelo DESSEM é uma ferramenta de otimização desenvolvida pelo CEPEL com o objetivo de realizar a programação diária da operação e a formação do preço horário do SIN. O modelo determina o despacho ótimo de geração em sistemas hidrotérmicos, incluindo fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, e tecnologias de armazenamento, como baterias. Sua formulação baseia-se em programação linear (PL) e programação linear inteira mista (MILP), buscando minimizar o custo total de operação do sistema, respeitando as restrições hidráulicas, elétricas e operativas. A discretização temporal é horária ou semi-horária, ou seja, 30 minutos, e o horizonte de estudo alcança até duas semanas. Desde 2020, o DESSEM é utilizado pelo ONS para o despacho de curto prazo e, desde 2021, pela CCEE para o cálculo do preço horário da energia elétrica (CEPEL, 2025). A Figura 16 representa diversos componentes do sistema inseridos no modelo DESSEM.

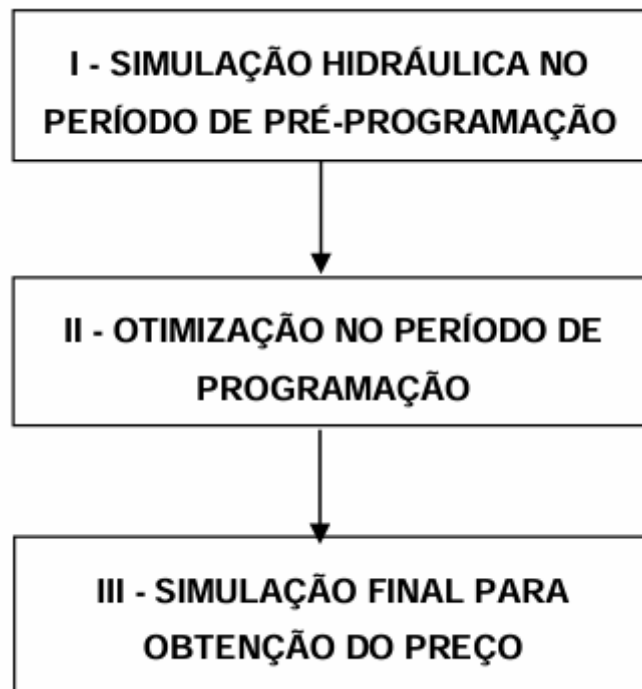
Figura 16 – Representação dos diversos componentes do sistema no modelo DESSEM.



Fonte: retirado de (CEPEL, 2025).

O funcionamento do modelo é dividido em três módulos principais. O primeiro é o módulo de simulação hidráulica, responsável por estimar as condições iniciais de operação, como volumes dos reservatórios e defluências das usinas hidrelétricas. O segundo módulo é a otimização no período de programação, que realiza o despacho ótimo de todas as unidades geradoras, como hidráulicas, térmicas, solares, eólicas e de armazenamento, considerando as restrições físicas e operativas de cada uma. O terceiro módulo é o cálculo dos custos marginais de operação (CMO), que representa o custo incremental para atendimento da demanda e serve como referência para a formação dos preços horários de energia. Essa estrutura modular, representada na Figura 17, garante que o DESSEM possa representar fielmente o comportamento dinâmico do sistema, possibilitando análises detalhadas da variabilidade das fontes renováveis e do papel das baterias no equilíbrio energético (CEPEL, 2025).

Figura 17 – Módulos em que se subdivide o Modelo DESSEM



Fonte: retirado de (CEPEL, 2025).

A execução do DESSEM depende de um conjunto de arquivos de entrada padronizados, que definem a configuração do sistema e os parâmetros de simulação. O arquivo “dessem.arq” funciona como índice do estudo, listando os demais arquivos a serem lidos, definindo nomes e extensões. O “entdados.dat” é o arquivo central do modelo, reunindo dados sobre discretização temporal, usinas, intercâmbios, restrições operativas, parâmetros elétricos e hidráulicos. Já o “dessopc.dat” contém as opções de execução, especificando as estratégias de resolução numérica, as tolerâncias de convergência, o método de otimização (PL ou MILP), as configurações de impressão dos resultados, como a impressão cartões para o ANAREDE com o objetivo de verificar o fluxo de potência, e as configurações de acoplamento com outros modelos, como o DECOMP (CEPEL, 2025).

As usinas solares, junto as outras renováveis, são descritas no arquivo “renovaveis.dat”, que contém informações sobre identificação, potência máxima, fator de capacidade, um *flag* para ativar a função de *Constrained Off*, barras de conexão, submercados e séries de geração previstas ao longo do horizonte de estudo. Essas

informações são essenciais para que o modelo represente adequadamente a variabilidade horária da geração fotovoltaica e possa avaliar eventuais restrições de rede que levem ao corte de geração. Já as unidades de armazenamento de energia são descritas no arquivo “baterias.dat”, que contém dados como a potência nominal de carga e descarga, a capacidade máxima de armazenamento, os rendimentos associados e as barras elétricas às quais as baterias estão conectadas. Esse arquivo permite ao modelo representar a operação das baterias de forma detalhada, possibilitando simular estratégias de uso do BESS para absorver o excedente solar e liberar energia nos horários de maior demanda (CEPEL, 2025). A Figura 18 mostra um exemplo de parte do arquivo “renovaveis.dat”.

Figura 18 – Exemplo de parte do arquivo “renovaveis.dat” do Modelo DESSEM.

renovaveis.dat*										
46906	&XXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXXX	;XX	;XX	;X	;XX	;XX	;X	;XXXXXXXXXXXXX		
46907	&	;CODIGO;			DATA			;GERACAO		
46908	&XXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXXX	;XX	;XX	;X	;XX	;XX	;X	;XXXXXXXXXXXXX		
46909	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 0	; 0	; 3	; 5	; 1		0 ;
46910	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 5	; 1	; 3	; 6	; 0		2 ;
46911	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 6	; 0	; 3	; 6	; 1		8 ;
46912	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 6	; 1	; 3	; 7	; 0		18 ;
46913	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 7	; 0	; 3	; 7	; 1		26 ;
46914	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 7	; 1	; 3	; 8	; 0		32 ;
46915	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 8	; 0	; 3	; 8	; 1		36 ;
46916	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 8	; 1	; 3	; 9	; 1		37 ;
46917	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 9	; 1	; 3	; 10	; 1		36 ;
46918	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 10	; 1	; 3	; 11	; 0		37 ;
46919	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 11	; 0	; 3	; 11	; 1		38 ;
46920	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 11	; 1	; 3	; 12	; 0		40 ;
46921	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 12	; 0	; 3	; 12	; 1		42 ;
46922	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 12	; 1	; 3	; 13	; 0		43 ;
46923	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 13	; 0	; 3	; 13	; 1		44 ;
46924	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 13	; 1	; 3	; 14	; 0		43 ;
46925	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 14	; 0	; 3	; 14	; 1		42 ;
46926	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 14	; 1	; 3	; 15	; 0		40 ;
46927	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 15	; 0	; 3	; 15	; 1		36 ;
46928	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 15	; 1	; 3	; 16	; 0		30 ;
46929	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 16	; 0	; 3	; 16	; 1		22 ;
46930	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 16	; 1	; 3	; 17	; 0		12 ;
46931	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 17	; 0	; 3	; 17	; 1		1 ;
46932	EOLICA-GERACAO	; 2031	; 3	; 17	; 1	; 4	; 0	; 0		0 ;

Fonte: Autor.

A modelagem da rede elétrica é feita por meio dos casos-base “leve.pwf”, “media.pwf” e “pesada.pwf”, que representam as condições de operação do sistema para diferentes patamares de carga. Esses arquivos contêm as topologias e parâmetros da rede, como barras, linhas e transformadores, e são utilizados pelo modelo para o cálculo dos fluxos de potência DC, ou linearizado, assegurando que o despacho atenda às restrições elétricas e aos limites de transmissão. Essa representação é fundamental para estudos que avaliam a integração de baterias em pontos específicos da rede, especialmente em cenários de congestionamento ou limitação de escoamento da geração (CEPEL, 2025).

Após a execução da otimização, o DESSEM gera uma série de arquivos de saída, que apresentam os resultados operacionais e econômicos da simulação. O “PDO_OPERACAO” consolida as informações gerais de operação do sistema, incluindo a geração por tipo de fonte, os intercâmbios entre submercados e o atendimento à demanda. O “PDO_EOLICA” detalha a geração efetiva das usinas renováveis, permitindo identificar reduções impostas por restrições elétricas ou energéticas. O “PDO_SIST” mostra o balanço de energia por submercado, apresentando o equilíbrio entre geração, consumo, importações e exportações (CEPEL, 2025).

O arquivo de destaque para estudos de armazenamento é o “PDO_BATERIA”, que apresenta a operação semi-horária das unidades de armazenamento. Nele são registradas as potências de carga e descarga, o estado de energia armazenada e limites de armazenamento em cada intervalo de tempo. Essa saída é essencial para avaliar o desempenho e o impacto das baterias no sistema, evidenciando como elas contribuem para mitigar os cortes de geração solar, suavizar rampas de carga e reduzir o custo marginal de operação. Já os arquivos “PDO_CMOBARRA” e “PDO_CMOSIST” trazem os valores do CMO por barra e por submercado, servindo como indicadores econômicos do custo da operação. Por fim, os arquivos “PTOPER.pwf” armazena o ponto de operação final do sistema, ou seja, as variáveis de estado e decisão que definem a solução ótima, podendo ser utilizado para validações e estudos complementares, como o estudo de fluxo de potência no ANAREDE (CEPEL, 2025).

Assim, o modelo DESSEM representa um ambiente integrado e detalhado de simulação e otimização do sistema elétrico brasileiro, capaz de incorporar a operação de usinas solares e sistemas de armazenamento de energia. A combinação dos arquivos “baterias.dat” e “PDO_BATERIA” é fundamental para análises que buscam compreender o papel das baterias na mitigação de cortes de geração solar e na otimização da operação semi-horária do sistema. Dessa forma, o DESSEM se consolida como uma ferramenta indispensável para estudos de flexibilidade, planejamento operacional e integração de tecnologias de armazenamento na matriz elétrica nacional.

2.6 O programa ANAREDE

O ANAREDE (Programa de Análise de Redes) é um software desenvolvido pelo CEPEL, voltado à realização de estudos elétricos em sistemas de potência. Ele foi concebido para analisar o comportamento operativo de redes elétricas sob diferentes condições de carga e geração, sendo amplamente utilizado nos processos de planejamento, operação e análise de contingências do SIN. De acordo com o manual oficial do programa, o ANAREDE reúne um conjunto de módulos integrados, como fluxo de potência, análise de contingências, redespacho de potência ativa e estudos de sensibilidade, que permitem simular e avaliar o desempenho da rede elétrica em cenários diversos (CEPEL, 2024).

O principal objetivo do ANAREDE é determinar o estado operativo do sistema elétrico, levando em consideração sua topologia, as condições de carga e geração, e as restrições impostas pela operação. Dessa forma, o programa é amplamente empregado em análises de fluxos de potência ativa e reativa em linhas e transformadores, avaliação dos níveis de tensão em barramentos, identificação de sobrecargas e de possíveis violação de limites operativos. No contexto deste trabalho, o software foi utilizado para representar a usina fotovoltaica centralizada e o banco de baterias, avaliando o impacto de sua operação sobre os fluxos de potência e sobre a redução dos cortes de geração solar (CEPEL, 2024).

O fluxo de potência constitui o núcleo analítico do ANAREDE, sendo responsável por calcular o estado estacionário do sistema elétrico, determinando as potências ativa e reativa que fluem entre as barras, além das magnitudes e ângulos das tensões (CEPEL, 2024). De forma geral, o fluxo de potência entre duas barras k e m pode ser expresso pelas equações 2.1 e 2.2, em que P_{km} e Q_{km} representam as potências ativa e reativa fluindo de k para m , x_{km} é a reatância série do circuito, θ_{km} corresponde à diferença angular entre as tensões das barras e φ_{km} é o defasamento introduzido por transformador defasador.

$$P_{km} = \frac{1}{x_{km}} V_k V_m \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_{km} = \frac{1}{x_{km}} (V_k^2 - V_k V_m \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (2.2)$$

Como as equações 2.1 e 2.2 possuem variáveis implícitas, sua resolução exige o uso de métodos iterativos numéricos. O ANAREDE disponibiliza diferentes algoritmos para a solução dessas equações, entre eles o método Newton-Raphson, o Desacoplado Rápido e o Linearizado. O primeiro oferece alta precisão, mas exige maior esforço computacional, o segundo simplifica o sistema ao desacoplar as equações de potência ativa e reativa, acelerando a convergência, e o último adota aproximações lineares que permitem um cálculo mais rápido, adequado a estudos de larga escala ou análises de sensibilidade (CEPEL, 2024).

Neste trabalho, foi adotado o método linearizado, que representa uma simplificação do modelo tradicional de fluxo de potência, por ser o método utilizado pelo modelo DESSEM (CEPEL, 2025). Nesse método, assume-se que as magnitudes de tensão nas barras permanecem próximas de 1 p.u. e que as variações angulares são pequenas, desprezando-se as potências reativas. Assim, a potência ativa fluindo entre as barras pode ser aproximada pela expressão abaixo.

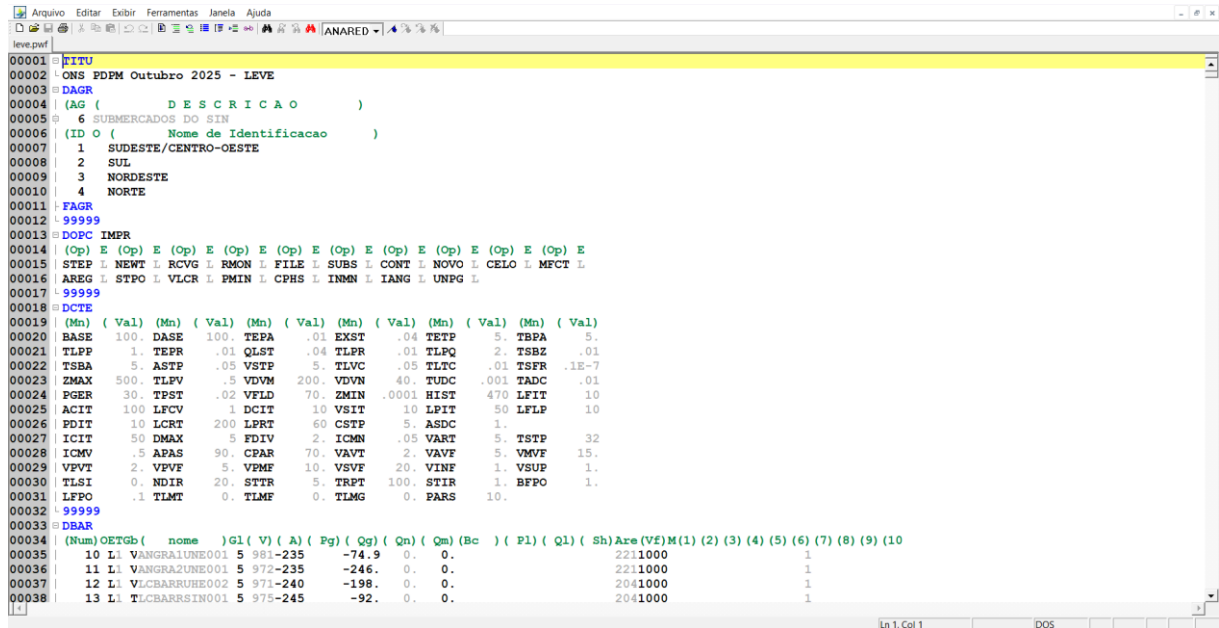
$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (2.3)$$

Essa formulação apresenta boa precisão para análises de grande porte, com erros geralmente inferiores a 5% nas linhas mais carregadas, e possui a vantagem de reduzir significativamente o tempo de processamento (CEPEL, 2024).

O programa classifica as barras do sistema em três tipos fundamentais sendo elas as barras de referência, PV e PQ. A barra de referência é responsável por definir o módulo e o ângulo da tensão, equilibrando as perdas e garantindo o balanço de potência ativa no sistema. Em geral, as barras do tipo PV correspondem às de geração, nas quais são especificados o valor da potência ativa e a magnitude da tensão, enquanto a potência reativa é ajustada automaticamente para manter o controle de tensão. Já as barras do tipo PQ representam as cargas do sistema, com valores de potência ativa e reativa fixos, e cujas tensões e ângulos são calculados na solução do fluxo de potência. As barras do tipo PQ também podem representar barras de transferência que são barras que não geram nem absorvem potência. Essa classificação é essencial para a correta formulação das equações e para a convergência dos métodos numéricos empregados (CEPEL, 2024).

A entrada de dados no ANAREDE é realizada por meio do cartão de entrada, que contém todas as informações do sistema elétrico, como barras, linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas. Esses dados podem ser inseridos manualmente em formato de texto, através do arquivo “.PWF”, ou elaborados graficamente por meio do diagrama unifilar. Uns exemplos de arquivo “.PWF” utilizado pelo modelo DESSEM são os arquivos “leve.pwf”, “media.pwf” e “pesada.pwf”. Esse diagrama é uma representação visual da rede, na qual são identificadas as conexões elétricas e os principais elementos, facilitando a verificação da topologia e a análise dos resultados obtidos no fluxo de potência (CEPEL, 2024). As Figuras 19 e 20 mostram um exemplo de cartão “.PWF” e a interface gráfica do ANAREDE para desenho do diagrama unifilar.

Figura 19 – Exemplo de um cartão de entrada “.pwf”.



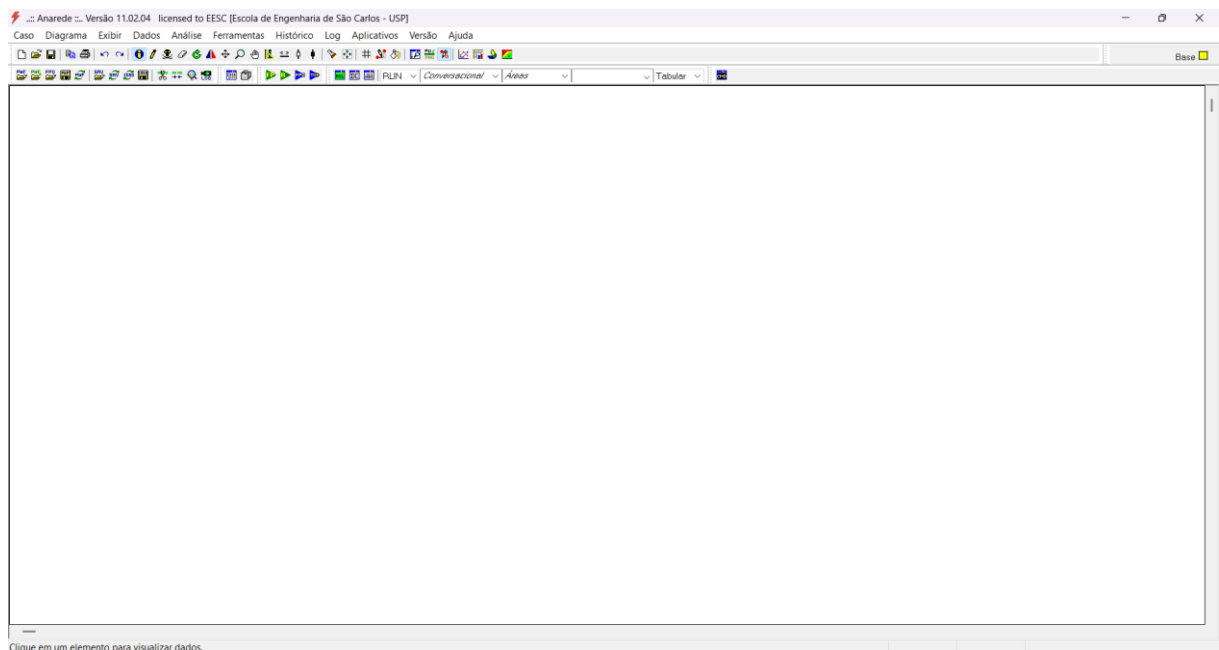
```

00001 TITU
00002 ONS PDPM Outubro 2025 - LEVE
00003 DAGR
00004 (AG ( DESCRICAO )
00005 6 SUBMERCADOS DO SIN
00006 (ID O ( Nome de Identificacao )
00007 1 SUDESTE/CENTRO-OESTE
00008 2 SUL
00009 3 NORDESTE
00010 4 NORTE
00011 FAGR
00012 99999
00013 DOPC IMPR
00014 (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
00015 STEP L NEWT L RCVG L RMON L FILE L SUBS L CONT L NOVO L CELO L MFCT L
00016 AREG L STPO L VLGR L PMIN L CPHS L INMN L IANG L UNPG L
00017 99999
00018 DCTE
00019 (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val) (Mn) (Val)
00020 BASE 100. DASE 100. TEPA .01 EXST .04 TETP 5. TBPA 5.
00021 TLFP 1. TEPR .01 QLST .04 TLPR .01 TLPQ 2. TSBZ .01
00022 TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .05 TLTC .01 TSFR .1E-7
00023 ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 200. VDVN 40. TUDC .001 TADC .01
00024 PGER 30. TPST .02 VFEL 70. ZMIN .0001 HIST 470 LFIT 10
00025 ACIT 100 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
00026 PDIT 10 LCRT 200 LPRT 60 CSTP 5. ASDC 1.
00027 ICIT 50 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 32
00028 ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
00029 VVFT 2. VVVF 5. VVVF 10. VVVF 20. VVVF 1. VVVF 1.
00030 TISI 0. NDIR 20. STTR 5. TRPT 100. STIR 1. BFPO 1.
00031 LFPO .1 TLMT 0. TLME 0. TLMG 0. PARS 10.
00032 99999
00033 DBAR
00034 (Num) OETGb ( nome ) G1 ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( Pl ) ( Ql ) ( Sh ) Are ( VÉ ) M ( 1 ) ( 2 ) ( 3 ) ( 4 ) ( 5 ) ( 6 ) ( 7 ) ( 8 ) ( 9 ) ( 10 )
00035 10 L1 VANGRA1UNE001 5 981-235 -74.9 0. 0. 2211000 1
00036 11 L1 VANGRA2UNE001 5 972-235 -246. 0. 0. 2211000 1
00037 12 L1 VILCBARRUE002 5 971-240 -198. 0. 0. 2041000 1
00038 13 L1 TLCBARRSIN001 5 975-245 -92. 0. 0. 2041000 1

```

Fonte: Autor.

Figura 20 – Interface gráfica do ANAREDE.



Fonte: Autor.

Conclui-se, portanto, que o ANAREDE constitui uma ferramenta consolidada e amplamente empregada para estudos elétricos, oferecendo versatilidade e precisão

em suas simulações. A utilização do método linearizado permitirá avaliar de forma prática e precisa o impacto da inserção de sistemas de armazenamento de energia em usinas fotovoltaicas centralizadas e sua contribuição para a mitigação dos cortes de geração solar. Dessa forma, o ANAREDE se mostrou essencial para a análise técnica do comportamento da rede em diferentes condições operativas.

3 A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO E OS CORTES DE GERAÇÃO

A Programação Diária da Operação é o ponto de partida das análises realizadas neste trabalho, uma vez que representa, de forma detalhada, a operação real do SIN simulada pelo modelo DESSEM. O processo consiste na definição do despacho semi-horário das usinas de geração, considerando as restrições elétricas, hidráulicas e operativas do sistema, bem como as previsões de carga e de geração renovável. A partir dos arquivos de entrada e das condições operativas definidas pelo ONS, o modelo determina o despacho ótimo de cada unidade geradora e calcula os custos marginais de operação associados a cada submercado e barra elétrica. Esses resultados refletem a condição de equilíbrio energético e as limitações da rede em cada intervalo de tempo, sendo fundamentais para a identificação de períodos de corte de geração.

Neste capítulo será mostrado como estão representadas as usinas solares centralizadas nos arquivos de entrada do modelo DESSEM, qual usina foi escolhida para ser simulada e testada e a programação diária da operação dessa mesma usina.

3.1 A data escolhida para o estudo

A data escolhida para o estudo foi o dia 03 de outubro do ano de 2025. A data foi escolhida arbitrariamente, mas foi levado em consideração principalmente o fato de ter sido uma sexta-feira. O modelo DESSEM, conforme o padrão adotado pelo ONS, considera um horizonte de estudo que se estende até a próxima sexta-feira. Assim, quando o dia em análise corresponde a uma segunda-feira, este é discretizado em intervalos de meia hora, enquanto os dias subsequentes até a sexta-feira da mesma semana são representados por patamares de carga, usualmente classificados como leve, médio e pesado. Portanto, a escolha do dia 03 de outubro serve para simplificar os dados de entrada e saída do estudo e não altera os resultados que serão alcançados.

3.2 Geração Solar no arquivo “renovaveis.dat”

Anteriormente, o modelo dividia a geração eólica e solar em dois arquivos distintos chamados “eolica.dat” e “solar.dat”. Ambos os arquivos possuem estruturas iguais mudando apenas o mnemônico a ser utilizado. Com isso, a fim de simplificar, o ONS agrupou os dois arquivos em um só chamado “renovaveis.dat” e também adicionou outras usinas de fontes renováveis, como a MMGD e as pequenas centrais hidrelétricas.

3.2.1 Registros “EOLICA”

Os registros “EOLICA” é o primeiro dos quatro do arquivo “renovaveis.dat” e também é único por usina. Nele são informados os dados de identificação e cadastrais das usinas renováveis sendo o primeiro campo o mnemônico de identificação do registro que é o próprio “EOLICA”. O segundo o número de identificação da usina, o qual será necessário para identificar as usinas nos próximos registros e não pode ser repetido no mesmo registro. O terceiro é o nome da usina, onde o mesmo é escrito em formato de *string*. O quarto campo é a potência máxima da usina que definiria sua capacidade de geração, mas, devido ao fator de capacidade, todas as usinas são registradas com a potência máxima igual a 9999 MW a fim de simplificação dos dados de entrada. O penúltimo campo é o fator de capacidade da usina que seria multiplicado pela previsão de geração para se obter a geração real da mesma, porém o ONS decidiu por preencher todos os campos de fator de capacidade com 1.0 para que a geração colocada no registro “EOLICA-GERACAO” fosse a real mais uma vez simplificando dados de entrada. Por fim, o ultimo campo do registro “EOLICA” é o *flag* para ativar a função de *Constrained Off*, ou seja, para a redução da geração da usina para evitar violações. Este campo final é o que define se a usina sofrerá corte ou não de geração e não significa necessariamente terá corte existindo usinas com o *flag* ativado que operaram toda a geração prevista justamente por não violar nenhuma restrição. Todos os campos do registro “EOLICA” estão mostrados na Figura 21.

Figura 21 – Campos e descrições do registro “EOLICA” do arquivo “renovaveis.dat”.

Campo	Formato	Descrição
1	A	Mnemônico de identificação do registro - EOLICA
2	I5	Número de identificação da usina
3	A	Nome da usina
4	F10.0	Potência máxima (capacidade de geração)
5	F10.0	Fator de capacidade
6	I1	Flag para ativar a função de <i>Constrained Off</i> - redução da geração da usina para evitar violações. ("1": ativado; "0": desativado) Valor default: 0 (desativado)

Fonte: adaptado de (CEPEL, 2025).

3.2.2 Registros “EOLICABARRA”

Nos registros “EOLICABARRA” é informado a barra em que a usina está conectada, ou seja, a conexão das usinas à rede elétrica. Apenas três campos formam o registro sendo o mnemônico de identificação do registro, o número de identificação da usina que definirá a qual usina cadastrada no registro “EOLICA” o registro “EOLICABARRA” está se referindo. E por último o campo da barra de geração de conexão da usina. Todos os campos do registro “EOLICABARRA” estão mostrados na Figura 22.

Figura 22 – Campos e descrições do registro “EOLICABARRA” do arquivo “renovaveis.dat”.

Campo	Formato	Descrição
1	A	Mnemônico de identificação do registro - EOLICABARRA
2	I5	Número de identificação da usina
3	I5	Barra de geração de conexão da usina

Fonte: retirado de (CEPEL, 2025).

3.2.3 Registros “EOLICASUBM”

Nestes registros é informado o subsistema em que a usina se encontra sendo bem parecido com o registro “EOLICABARRA”. Novamente se tem o campo do registro, seguido pelo campo com o número de identificação da usina a qual se refere no registro “EOLICA”. O último campo se refere ao nome do submercado ao qual está inserida a usina. Todos os campos do registro “EOLICASUBM” estão mostrados na Figura 23.

Figura 23 – Campos e descrições do registro “EOLICASUBM” do arquivo “renovaveis.dat”.

Campo	Formato	Descrição
1	A	Mnemônico de identificação do registro - EOLICASUBM
2	I5	Número de identificação da usina
3	A2	Submercado de conexão da usina

Fonte: retirado de (CEPEL, 2025).

3.2.4 Registros “EOLICA-GERACAO”

Nos campos desses registros são informadas as gerações previstas das usinas. Como o fator de capacidade das usinas definido pelo ONS é sempre 1.0, a geração prevista nestes registros são, na verdade, as previsões de geração operada. Estas gerações são tratadas como valores fixos, ou seja, durante o tempo do registro, a usina com tal número de identificação da usina é o valor registrado no campo 9 em MW. Caso a opção de *Constrained Off* esteja ativada, poderá haver diminuição na geração da usina devido a alguma restrição de rede elétrica ou por questão de otimização de custo. O primeiro campo é o mnemônico de identificação do registro, seguido pelo campo de número de identificação da usina. Os campos 3, 4 e 5 representam o dia, hora e meia hora de início de validade do registro, ou seja, em qual horário a usina começou a registrar aquele valor de geração. Os campos 6, 7 e 8, assim como os três anteriores, representam dia, hora e meia hora, porém do final da validade do registro, ou seja, em que horário terminou aquele valor de geração do

registro. O nono e último campo é o valor de previsão de geração daquele registro. Como as usinas renováveis são variáveis, é improvável que elas mantenham o mesmo valor de geração durante todo o tempo da simulação. Portanto os registros “EOLICA-GERACAO” são os únicos do arquivo que são repetidos quantas vezes forem necessários para a mesma usina para representar corretamente a curva de geração da usina. Todos os campos do registro “EOLICA-GERACAO” estão mostrados na Figura 24.

Figura 24 – Campos e descrições do registro “EOLICA-GERACAO” do arquivo “renovaveis.dat”.

Campo	Formato	Descrição
1	A	Mnemônico de identificação do registro - EOLICA-GERACAO
2	I5	Número de identificação da usina
3	I2	Dia de início de validade do registro
4	I2	Hora de início de validade do registro
5	I1	Flag de meia-hora de início de validade do registro
6	I2	Dia de fim de validade do registro
7	I2	Hora de fim de validade do registro
8	I1	Flag de meia-hora de fim de validade do registro
9	F10.0	Geração da usina entre o dia, hora e meia-hora inicial e final.

Fonte: retirado de (CEPEL, 2025).

3.3 Usina Fotovoltaica

Com o formato dos arquivos de entrada das usinas renováveis, agora é necessário escolher uma usina para ser testada e simulada no modelo DESSEM. O primeiro fator levado em consideração foi que a usina escolhida esteja com o *flag* de *constrained off* ativado indicando que o modelo cortasse a geração da usina caso violasse alguma restrição. O segundo fator foi a usina solar centralizada estar localizada na região nordeste, conhecida pela maior quantidade de geração renovável e por ser a que mais sofre com excesso de geração. Com isso, a usina tem muitas chances de ter sua geração cortada independente do dia da semana.

3.4 Programação Diária da Operação da Usina Fotovoltaica

Antes da execução da Programação Diária da Operação, o modelo DESSEM requer os dados de geração prevista das fontes renováveis. No caso específico da UFV Pitombeira, essas informações são inseridas no modelo por meio do arquivo “renovaveis.dat”, o qual contém as séries semi-horárias de previsão de geração das usinas renováveis. Nesse arquivo, os valores de potência prevista para a UFV estão nos registros “EOLICA-GERACAO”, onde cada registro contém a sequência temporal de geração esperada para o horizonte de simulação. Essas informações são essenciais para que o DESSEM possa calcular o despacho ótimo do sistema, avaliando o impacto da variabilidade solar na operação e permitindo identificar eventuais períodos de corte de geração decorrentes de restrições elétricas ou de equilíbrio energético. A Tabela 2 mostra a previsão de geração da UFV Pitombeira.

Tabela 2 – Dados de previsão de geração da UFV Pitombeira no arquivo “renovaveis.dat”.

Previsão de Geração da UFV Pitombeira								
	CODIGO	di	hi	mi	df	hf	mf	GERACAO (MW)
EOLICA-GERACAO	2031	3	0	0	3	5	1	0
EOLICA-GERACAO	2031	3	5	1	3	6	0	2
EOLICA-GERACAO	2031	3	6	0	3	6	1	8
EOLICA-GERACAO	2031	3	6	1	3	7	0	18
EOLICA-GERACAO	2031	3	7	0	3	7	1	26
EOLICA-GERACAO	2031	3	7	1	3	8	0	32
EOLICA-GERACAO	2031	3	8	0	3	8	1	36
EOLICA-GERACAO	2031	3	8	1	3	9	1	37
EOLICA-GERACAO	2031	3	9	1	3	10	1	36
EOLICA-GERACAO	2031	3	10	1	3	11	0	37
EOLICA-GERACAO	2031	3	11	0	3	11	1	38
EOLICA-GERACAO	2031	3	11	1	3	12	0	40
EOLICA-GERACAO	2031	3	12	0	3	12	1	42
EOLICA-GERACAO	2031	3	12	1	3	13	0	43
EOLICA-GERACAO	2031	3	13	0	3	13	1	44
EOLICA-GERACAO	2031	3	13	1	3	14	0	43
EOLICA-GERACAO	2031	3	14	0	3	14	1	42
EOLICA-GERACAO	2031	3	14	1	3	15	0	40
EOLICA-GERACAO	2031	3	15	0	3	15	1	36
EOLICA-GERACAO	2031	3	15	1	3	16	0	30
EOLICA-GERACAO	2031	3	16	0	3	16	1	22

	CODIGO	di	hi	mi	df	hf	mf	GERACAO (MW)
EOLICA-GERACAO	2031	3	16	1	3	17	0	12
EOLICA-GERACAO	2031	3	17	0	3	17	1	1
EOLICA-GERACAO	2031	3	17	1	4	0	0	0

Fonte: Autor.

Com esses dados, se tem a curva de geração da usina UFV Pitombeira, a qual segue uma curva típica de uma usina solar fotovoltaica ao gerar energia apenas em horários com alguma incidência solar e tendo seu pico próximo ao meio dia. Porém, outro dado de entrada do modelo DESSEM é a previsão de demanda dos subsistemas. Essa previsão divide a curva de carga do sistema elétrico em três patamares de carga que são a carga leve, a média e a pesada, o que será de fundamental importância no PDO das usinas renováveis.

3.4.1 A previsão de demanda e os patamares de carga

A previsão de demanda e os patamares de carga são entradas do modelo DESSEM, os quais são um dos registros representados no arquivo “entdados.dat”. Os patamares de carga estão representados nos registros “TM”, ou discretização do período de programação, onde, através desses registros, definem-se os períodos da discretização temporal do período de programação do modelo DESSEM, além de como será a representação da rede elétrica para cada período de estudo. A Tabela 3 mostra os registros “TM” do dia 03 de outubro.

Tabela 3 – Dados de representação da rede elétrica para cada período no arquivo “entdados.dat”.

Representação da rede elétrica para cada período						
&X	dd	hr	mh	durac	rede	Patamar
TM	3	0	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	0	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	1	0	0.5	1	LEVE
TM	3	1	1	0.5	1	LEVE
TM	3	2	0	0.5	1	LEVE
TM	3	2	1	0.5	1	LEVE
TM	3	3	0	0.5	1	LEVE

&X	dd	hr	mh	durac	rede	Patamar
TM	3	3	1	0.5	1	LEVE
TM	3	4	0	0.5	1	LEVE
TM	3	4	1	0.5	1	LEVE
TM	3	5	0	0.5	1	LEVE
TM	3	5	1	0.5	1	LEVE
TM	3	6	0	0.5	1	LEVE
TM	3	6	1	0.5	1	LEVE
TM	3	7	0	0.5	1	LEVE
TM	3	7	1	0.5	1	LEVE
TM	3	8	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	8	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	9	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	9	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	10	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	10	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	11	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	11	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	12	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	12	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	13	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	13	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	14	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	14	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	15	0	0.5	1	PESADA
TM	3	15	1	0.5	1	PESADA
TM	3	16	0	0.5	1	PESADA
TM	3	16	1	0.5	1	PESADA
TM	3	17	0	0.5	1	PESADA
TM	3	17	1	0.5	1	PESADA
TM	3	18	0	0.5	1	PESADA
TM	3	18	1	0.5	1	PESADA
TM	3	19	0	0.5	1	PESADA
TM	3	19	1	0.5	1	PESADA
TM	3	20	0	0.5	1	PESADA
TM	3	20	1	0.5	1	PESADA
TM	3	21	0	0.5	1	PESADA
TM	3	21	1	0.5	1	PESADA
TM	3	22	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	22	1	0.5	1	MEDIA
TM	3	23	0	0.5	1	MEDIA
TM	3	23	1	0.5	1	MEDIA

Fonte: Autor.

Antes de introduzir a demanda do sistema elétrico brasileiro no arquivo “entdados.dat”, é preciso apresentar os registros “SIST” o qual identifica os submercados na configuração estudada. O registro é composto por cinco campos, cujo primeiro é o mnemônico de identificação do registro, o segundo é o número do submercado, o campo três é o mnemônico de identificação do submercado, depois é o campo do *flag* para identificar se o submercado é fictício e, por último, o nome do submercado. O submercado fictício serve para simplificar as interconexões entre os submercados reais, servindo como um nó que os interliga. Porém, o ONS optou por tratar esse nó fictício como sendo um submercado real na entrada do modelo DESSEM. Logo, a Tabela 4 representa a definição dos submercados no dia em estudo do modelo DESSEM.

Tabela 4 – Definição dos subsistemas no arquivo “entdados.dat”.

Definição dos Subsistemas				
&MNE	N_SBM	SBM	SBM_FIC	NOME
SIST	1	SE	0	SUDESTE
SIST	2	S	0	SUL
SIST	3	NE	0	NORDESTE
SIST	4	N	0	NORTE
SIST	11	FC	0	NOFICT1

Fonte: Autor.

Para a demanda do sistema, a mesma é dividida nos dados de entrada entre os submercados. Os registros “DP” do arquivo “entdados.dat” são os responsáveis por fornecerem os dados de demanda para os submercados. Esses dados serão considerados apenas em períodos em que não se considera a rede elétrica. Quando a rede elétrica é considerada, as cargas das barras são fornecidas na opção DBAR dos arquivos dos casos bases “leve.dat”, “media.dat” e “pesada.dat”. O registro é composto por nove campos sendo o campo 1 o mnemônico de identificação do registro, o campo 2 o número do submercado de acordo com o campo 2 dos registros “SIST”, os campos 3, 4 e 5 representando o dia, hora e meia hora inicial do registro, os campos 6, 7 e 8 representando o dia, hora e meia hora final do registro e o nono campo sendo a demanda no submercado em MW.

3.4.2 A operação da UFV Pitombeira e os cortes de geração

Após a rodada do modelo DESSEM com as entradas citadas acima, o modelo gera a operação energética do sistema. Nessa operação, está inclusa a operação semi-horária das usinas renováveis disponível no arquivo de saída “PDO_EOLICA.DAT”. Este arquivo explicita qual barra e submercado cada usina está associada. Além disso, entrega a potência máxima, fator de capacidade, tem-se a previsão de geração e a geração que o modelo decidiu operar, ou geração operada, devido a possibilidade de corte de geração, para atender as restrições operativas ou redução de custo de operação. A Tabela 5 mostra a programação diária da operação da UFV Pitombeira no dia 3 de outubro de 2025.

Tabela 5 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira no arquivo “pdo_eolica.dat”.

PDO UFV Pitombeira 03 de Outubro de 2025								
IPER	NUM	Nome	Barra	Submerc	Potencia	FatCap	Geracao (MW)	Geracao Operada (MW)
1	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
2	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
3	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
4	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
5	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
6	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
7	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
8	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
9	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
10	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
11	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
12	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	2.00	2.00
13	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	8.00	8.00
14	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	18.00	0.00
15	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	26.00	0.00
16	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	32.00	32.00
17	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	36.00	0.00
18	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	37.00	0.00
19	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	37.00	0.00
20	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	36.00	0.00
21	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	36.00	0.00
22	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	37.00	0.00
23	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	38.00	0.00

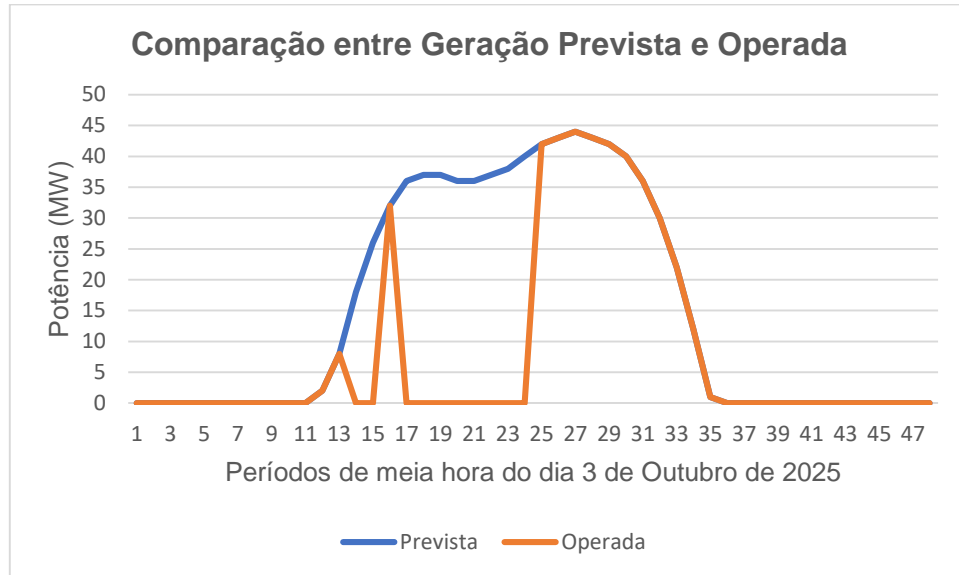
IPEP	NUM	Nome	Barra	Submerc	Potencia	FatCap	Geracao (MW)	Geracao Operada (MW)
24	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	40.00	0.00
25	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	42.00	42.00
26	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	43.00	43.00
27	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	44.00	44.00
28	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	43.00	43.00
29	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	42.00	42.00
30	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	40.00	40.00
31	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	36.00	36.00
32	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	30.00	30.00
33	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	22.00	22.00
34	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	12.00	12.00
35	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	1.00	1.00
36	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
37	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
38	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
39	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
40	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
41	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
42	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
43	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
44	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
45	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
46	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
47	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00
48	2031	AFUPTM _UFV	8930	NE	9999.00	1.000	0.00	0.00

Fonte: Autor.

A Tabela 5 mostra que em todos os períodos em que a geração operada foi menor que a geração prevista houve corte de geração sendo dois em patamar de carga leve nos períodos 14 e 15 e o restante no patamar de carga média. Os períodos em que houve corte coincide com o pico de geração distribuída no sistema devido a sua maior parte ser de fonte solar, além de que esses períodos possuem uma baixa demanda. Isso afeta a usina não só por não ter carga para a sua geração, mas também devido as restrições de limite de escoamento do subsistema nordeste, impedindo a exportação da energia da usina para outro subsistema com demanda para sua energia. As saídas do modelo DESSEM não especificam o tipo de corte ou restrição que fez com que aquela energia naquele período fosse cortada. A Figura 26

compara as potências previstas e operadas pela UFV Pitombeira durante o dia 3 de outubro de 2025.

Figura 26 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira no arquivo “pdo_eolica.dat”.



Fonte: Autor.

Com os dados da operação da usina, se tem os dados dos cortes de geração da usina no dia em estudo. Portanto, há de se pensar incluir uma bateria na barra do gerador com o objetivo de mitigar esse *curtailment*, onde a bateria seria a carga para o gerador nos períodos em que não pode fornecer energia para a rede elétrica.

4 ANÁLISE DA INSERÇÃO DE BATERIA NA UFV PITOMBEIRA PARA REDUÇÃO DE CORTES DE GERAÇÃO

Este capítulo irá mostrar como se deu a modelagem da bateria e quais alterações foram precisas nos dados elétricos do sistema nos arquivos de entrada do modelo DESSEM. Além disso, mostrará como o modelo operou a bateria no arquivo “PDO_BATERIA.DAT” e irá comparar com a operação da usina UFV Pitombeira no arquivo “PDO_EOLICA.DAT”. Por fim, será feita uma análise sobre a bateria ter mitigado ou resolvido os cortes de geração da usina.

4.1 Armazenamento no modelo DESSEM e sua modelagem

O ONS não simula as baterias no modelo DESSEM, pois não estão inclusas na programação diária da operação. Apesar disso, o modelo DESSEM conta com arquivos de entrada para unidades de armazenamento de energia no sistema elétrico e o manual do modelo mostra quais são os registros necessários para o modelo operar uma bateria. Portanto, para simular a atuação da bateria para mitigar o corte de geração foi preciso antes criar um arquivo “baterias.dat” e o incluir na rodada através do arquivo “dessem.arq”. O modelo gera sozinho a programação diária da operação da unidade de armazenamento criada e mostra a operação da mesma no arquivo de saída “PDO_BATERIA.DAT”.

4.1.1 Criação de uma barra nova

Devido a simulações anteriores, descobriu-se que o programa ANAREDE modela a bateria como um gerador com potência positiva na descarga e negativa na carga. Devido a isso, quando a bateria estava na mesma barra do gerador, o ANAREDE mostrava apenas um gerador, cuja potência ativa era a da usina somada com a geração da bateria e não tinha como observar o fluxo de potência entre os dois. Portanto, com o objetivo de verificar o fluxo de potência entre a UFV Pitombeira e o BESS, precisou-se criar uma barra nova para colocar a unidade de armazenamento.

Os dados das barras da rede elétrica estão nos arquivos dos casos bases “leve.pwf”, “media.pwf” e “pesada.pwf” no bloco DBAR onde cada linha é uma barra diferente e cada campo representa um dos dados dessa barra como o campo do nome, o campo da tensão e ângulo da barra e o campo do grupo base de tensão. As Figuras 27 e 28 mostram quais são os campos do bloco DBAR e suas descrições.

Figura 27 – Formato dos dados de barra CA, parte 1.

Campo	Colunas	Descrição	Default
Número	01-05	Número de identificação da barra CA.	
Operação	06-06	A ou 0 - adição de dados de barra. E ou 1 - eliminação de dados de barra. M ou 2 - modificação de dados de barra.	A
Estado	07-07	L se a barra estiver em operação (ligado). D se a barra circuito estiver fora de operação (desligado).	L
Tipo	08-08	0 - barra de carga (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas). 1 - barra de tensão regulada (PV - Injeção de potência ativa e Magnitude de tensão fixas). 2 - barra de referência (V θ , Magnitude da tensão e Ângulo de fase fixo). 3 - barra de carga com limite de tensão (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas enquanto a magnitude de tensão permanecer entre os valores limites).	0
Grupo de Base de Tensão	09-10	Identificador de Grupo Base de Tensão ao qual pertence a barra CA, composto por até dois caracteres do tipo dígito (0 a 9) ou caracter (A a Z), conforme definido no Código de Execução <i>DGBT</i> . Os valores associados aos Grupos Base de Tensão são definidos no código de execução <i>DGBT</i> . Os grupos que não forem definidos terão valor igual a 1 kV.	0
Nome	11-22	Identificação alfanumérica da barra.	
Grupo de Limite de Tensão	23-24	Identificador de Grupo de Limite de Tensão ao qual pertence a barra CA, composto por até dois caracteres do tipo dígito (0 a 9) ou caracter (A a Z), conforme definido no Código de Execução <i>DGLT</i> . Os valores associados aos Grupos de Limite de Tensão são definidos no Código de Execução <i>DGLT</i> . Os grupos que não forem definidos terão valores limites de tensão, mínimo e máximo, iguais a 0.8 e 1.2 pu, respectivamente.	0
Tensão	25-28	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. Para barra de tensão controlada, remotamente ou não, por geração de potência reativa ou por variação de tap de transformador, este campo deve ser preenchido com o valor da magnitude da tensão a ser mantido constante. Ponto decimal implícito entre as colunas 25 e 26.	1.0
Ângulo	29-32	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.	0.0

Fonte: Retirado de (CEPEL, 2024).

Figura 28 – Formato dos dados de barra CA, parte 2.

Campo	Colunas	Descrição	Default
Geração Ativa	33-37	Valor de geração de potência ativa na barra, em MW. Este campo define o ponto base de operação sobre o qual as ações de controle são executadas de modo a manter o intercâmbio de potência ativa programado entre áreas. Os erros de intercâmbio de potência ativa entre áreas são distribuídos entre os geradores das áreas, com base neste valor e de acordo com a participação de cada gerador.	0.0
Geração Reativa	38-42	Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar. Para barra de carga este valor é fixo. Para barra de carga com limite de tensão este valor é mantido constante, enquanto a magnitude da tensão permanecer entre os limites especificados. Para barras de tensão regulada e de referência com limites de geração de potência reativa especificados, este campo pode ser deixado em branco.	0.0
Geração Reativa Mínima	43-47	Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.	•
Geração Reativa Máxima	48-52	Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.	•
Barra Controlada	53-58	Para barras de tensão regulada e de referência, com limites de potência reativa especificados, este campo destina-se ao número da barra cuja magnitude da tensão será controlada. O valor da magnitude da tensão a ser mantido é obtido no campo Tensão do registro relativo à barra.	A própria barra
Carga Ativa	59-63	Valor da carga ativa da barra, em MW. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.	0.0
Carga Reativa	64-68	Valor da carga reativa da barra, em Mvar. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo o valor da carga para a tensão especificada no campo Tensão Para Definição de Carga.	0.0
Capacitor Reator	69-73	Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.). Este valor deve ser positivo para capacitores e negativo para reatores.	0.0
Área	74-76	Número da área à qual pertence a barra.	1
Tensão Para Definição de Carga	77-80	Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente. Ponto decimal implícito entre as colunas 77 e 78.	1.0
Modo de Visualização	81-81	Entre neste campo com o modo de visualização da barra CA no diagrama unifilar: 0 - barra normal. 1 - barra midpoint. 2 - barra auxiliar.	0

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2024).

Para adicionar a barra nova onde ficará o BESS, precisou-se apenas adicionar os dados a uma barra, cujo número de identificação ainda não existisse nos casos, em todos os casos bases de entrada do modelo DESSEM. No cartão, foi criada a barra número 90000, cuja operação é adição, com o estado ligado, tipo PQ e com o

mesmo grupo de base e limite de tensão, tensão e ângulo da barra da UFV Pitombeira. Essa barra, apesar de ser uma barra diferente da barra da usina, cujo número de identificação é 8930, foi concebida com a intenção de ser uma extensão da barra da UFV. Isso justifica os valores de tensão e ângulo iguais e justificará os dados colocados no bloco dos dados de circuitos DLIN mais à frente. A Figura 29 mostra como ficou o cartão do caso base “leve.pwf”.

Figura 29 – Dados da barra da UFV e da barra nova.

```
06451 | (Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc ) ( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf):
06452 | 8930 L1 LPITOM2UFV014 51028-338 -5.05 0. 0. 301000
06453 | 90000 L LBNovaUFVPito 51028-338 301000
```

Fonte: Autor.

Após a barra ser adicionada, também foi necessário modificar o circuito que conectava a barra da UFV a barra da subestação da usina, ou seja, da barra 8930 a barra 8931 passando pela barra 90000. Para isso, precisou-se ir no bloco dos dados de circuito CA, criar uma linha entre as barras 8930 e 90000 e a linha entre as barras 90000 e 8931 seria a antiga linha entre as barras 8930 e 8931. As Figuras 30 e 31 mostram quais são os campos do bloco DLIN e suas descrições.

Figura 30 – Formato dos dados de circuito CA, parte 1.

Campo	Colunas	Descrição	Default
Da Barra	01-05	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo Número do Código de Execução <i>DBAR</i> .	
Abertura Da Barra	06-06	L – Ligado. D – Desligado	L
Operação	08-08	A ou 0 - adição de dados de circuito. E ou 1 - eliminação de dados de circuito. M ou 2 - modificação de dados de circuito.	A
Abertura Para Barra	10-10	L – Ligado. D – Desligado	L
Para Barra	11-15	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Número do Código de Execução <i>DBAR</i> .	
Circuito	16-17	Número de identificação do circuito CA em paralelo.	0
Estado	18-18	L se o circuito estiver em operação (ligado). D se o circuito estiver fora de operação (desligado).	L
Proprietário ^o	19-19	F se o circuito pertencer a área da barra definida no campo Da Barra . T se o circuito pertencer a área da barra definida no campo Para Barra .	F
Manobrável	20-20	Campo exclusivo para uso com transformadores e que é utilizado durante a solução do fluxo de potência caso a opção AUTO seja utilizada junto da opção CTAP. S se o transformador for manobrável N se o transformador for não manobrável	S
Resistência	21-26	Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 24 e 25. Para transformadores, este valor é referente à uma unidade do equipamento.	0.0

Fonte: Retirado de (CEPEL, 2024).

Figura 31 – Formato dos dados de circuito CA, parte 2.

Campo	Colunas	Descrição	Default
Reatância	27-32	Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 30 e 31. Para transformadores, este valor é referente à uma unidade do equipamento.	
Susceptância	33-38	Valor total da susceptância shunt do circuito, em Mvar. Ponto decimal implícito entre as colunas 35 e 36.	0.0
Tap	39-43	Valor do tap referido à barra definida no campo Da Barra , em p.u., para os transformadores de tap fixo ou, uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC) ⁶ . Ponto decimal implícito entre as colunas 40 e 41.	
Tap Mínimo	44-48	Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 45 e 46.	
Tap Máximo	49-53	Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 50 e 51.	
Defasagem	54-58	Valor do ângulo de defasamento, em graus, para transformadores defasadores. O defasamento angular especificado é aplicado em relação ao ângulo da barra definido no campo Da Barra . Ponto decimal implícito entre as colunas 56 e 57.	0.0°
Barra Controlada	59-64	No caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude da tensão deve ser controlada. Se a barra controlada não for uma das barras definidas nos campos Da Barra ou Para Barra , deve ser associado um sinal ao número desta barra que determine a direção do movimento do tap no sentido de aumentar a magnitude da tensão da barra controlada. Em geral, barras situadas no lado do tap (Da Barra), recebem um sinal positivo e, barras situadas no lado contrário do tap (Para Barra), recebem um sinal negativo.	Da Barra
Capacidade Normal (*)	65-68	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA. Para transformadores, este valor é referente à uma unidade do equipamento.	∞
Capacidade em Emergência (*)	69-72	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA. Para transformadores, este valor é referente à uma unidade do equipamento.	Cap. Normal
Número de Taps	73-74	Número de posições do transformador de tap variável, incluindo o tap mínimo e o tap máximo.	33
Capacidade de Equipamento (*)	75-78	Capacidade de carregamento do equipamento com menor capacidade de carregamento conectado ao circuito. Para transformadores, este valor é referente à uma unidade do equipamento.	Cap. Normal

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2024).

Como a barra nova precisa representar uma extensão da barra do gerador solar, a principal diferença nesse circuito foram a resistência e a reatância próximas de zero e a susceptância de linha também foi zerada. Já no restante dos campos, todos mantiveram os valores do antigo circuito entre as barras 8930 e 8931. A Figura 32

mostra os circuitos novos adicionados ao bloco DLIN de todos os cartões base de entrada do modelo DESSEM.

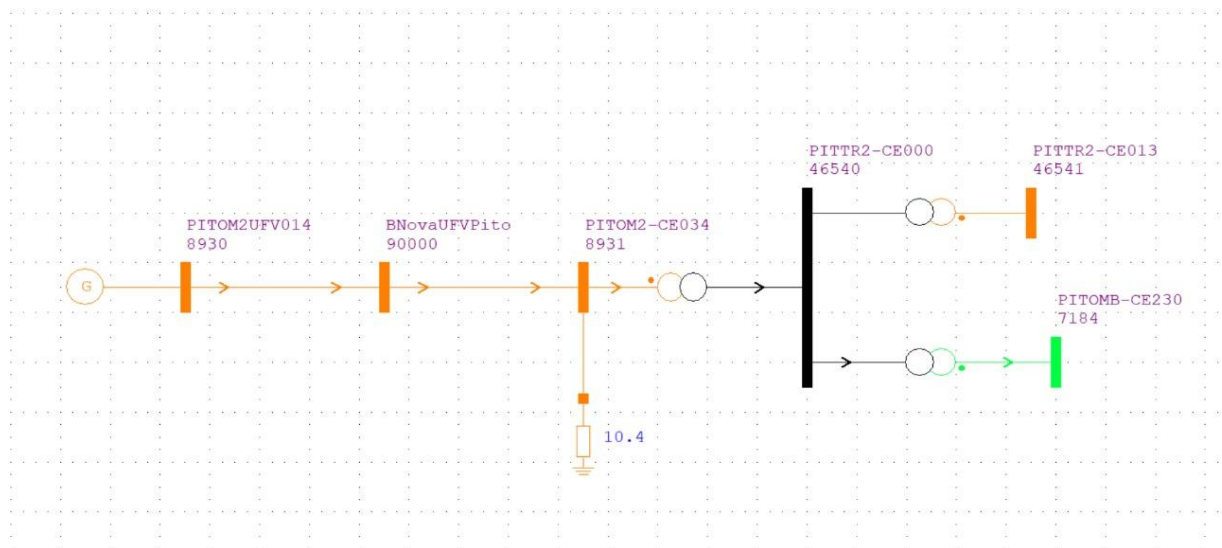
Figura 32 – Dados de circuito da UFV e da barra nova.

	(De)	d	O	d(Pa)	NcEPM	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)
23895																	
23896	8930			90000	1	.00001	.00001							9999	9999	9999	
23897	90000			8931	1	.4337	13.33	.4941						9999	9999	9999	

Fonte: Autor.

Com as alterações feitas nos arquivos contendo os casos bases de entrada do modelo DESSEM, o próximo passo será a modelagem da unidade de armazenamento para pôr na barra criada e então simular o circuito. A Figura 33 é o novo diagrama unifilar da conexão da UFV Pitombeira com a rede básica, ou seja, da barra 8930 até a barra 7184 de 230 kV da subestação SE Pitombeira.

Figura 33 – Diagrama unifilar da conexão da UFV Pitombeira a rede básica.



Fonte: Autor.

4.1.2 Modelagem da Bateria

Apesar do ONS não utilizar baterias na programação diária da operação, o modelo DESSEM conta com um arquivo de entrada para as unidades de armazenamento. O arquivo possui três registros sendo eles o registro “ARMAZENAMENTO-CAD”, o “ARMAZENAMENTO-INIC” e o “ARMAZENAMENTO-LIMITES”.

O registro “ARMAZENAMENTO-CAD” é o registro com as informações cadastradas do BESS. Nele são informados o número de identificação da unidade de armazenamento, o nome da unidade, a capacidade de armazenamento em MWh, a taxa de carregamento em MW que é a potência, que a bateria consome do sistema para o armazenamento, a taxa de descarregamento, que é a energia que a bateria fornece para o sistema, a taxa de eficiência para o descarregamento, com o objetivo de representar algumas das perdas relacionadas a bateria, a barra da rede elétrica de conexão, ou seja, aonde, no sistema, haverá a injeção ou consumo de energia e, por fim, o submercado de conexão. Para cada bateria há apenas um registro “ARMAZENAMENTO-CAD” o qual está descrito por campo na Figura 34.

Figura 34 – Registro “ARMAZENAMENTO-CAD”.

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a 17	A17	Mnemônico de identificação do registro: ARMAZENAMENTO-CAD
2	19 a 22	I4	Número da unidade de armazenamento - Bateria
3	24 a 35	A12	Nome da unidade de armazenamento - Bateria
4	37 a 46	F10.0	Capacidade de armazenamento (MWh)
5	48 a 57	F10.0	Taxa de carregamento (MW): A bateria consome energia do sistema para armazenamento.
6	59 a 68	F10.0	Taxa de descarregamento (MW): A bateria fornece energia para o sistema.
7	70 a 79	F10.0	Taxa de eficiência para o descarregamento (%)
8	81 a 85	I5	Barra da rede elétrica de conexão: Localização, na rede elétrica, para a injeção de potência (descarregamento) ou consumo de energia (carregamento). Este campo é obrigatório apenas para estudos com a representação da rede elétrica.
9	87 a 89	A3	Submercado de conexão: Localização, no sistema, para a injeção de potência (descarregamento) ou consumo de energia (carregamento). Este campo é obrigatório apenas para estudos sem a representação da rede elétrica.

Fonte: Retirado de (CEPEL, 2025).

O segundo registro, o “ARMAZENAMENTO-INIC”, é utilizado apenas para informar qual é o carregamento inicial da bateria no primeiro período do horizonte de estudo, ou seja, qual é o State of Charge (SoC) inicial da unidade de armazenamento. Para cada bateria há apenas um registro “ARMAZENAMENTO-INIC”, mostrado na Figura 35.

Figura 35 – Registro “ARMAZENAMENTO-INIC”.

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a 18	A18	Mnemônico de identificação do registro: ARMAZENAMENTO-INIC
2	20 a 23	I4	Número da unidade de armazenamento - Bateria
3	25 a 34	F10.0	Carregamento inicial da bateria (% da capacidade da bateria)

Fonte: Retirado de (CEPEL, 2025).

O último, “ARMAZENAMENTO-LIMITES”, serve para informar quais são os limites inferior e superior de armazenamento do período informado no registro, ou seja, irá limitar a carga e a descarga no período para diminuir a profundidade de descarga e melhorar a vida útil da bateria. No registro é informado o tipo de limite, onde se escolhe se os limites serão em porcentagem ou MWh, também é informado o dia, hora e meia hora de início e fim dos períodos de validade do registro e o limite inferior e superior de armazenamento. Esse é o único registro que pode ser repetido para a mesma bateria e está ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Registro “ARMAZENAMENTO-LIMITES”.

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a 21	A18	Mnemônico de identificação do registro: ARMAZENAMENTO-LIMITES
2	23 a 26	I4	Número da unidade de armazenamento - Bateria
3	28 a 31	I4	Tipo de limite: 1-% ou 2-MWh
4	33 a 34	I2	Dia de início de validade do registro
5	36 a 37	I2	Hora de início de validade do registro
6	39	I1	Flag de meia-hora de início de validade do registro
7	41 a 42	I2	Dia de fim de validade do registro
8	44 a 45	I2	Hora de fim de validade do registro
9	47	I1	Flag de meia-hora de fim de validade do registro
10	49 a 58	F10.0	Limite inferior de armazenamento
11	60 a 69	F10.0	Limite superior de armazenamento

Fonte: Retirado de (CEPEL, 2025).

Como dito antes, o ONS não utiliza baterias na rodada do modelo DESSEM, portanto foi preciso criar um arquivo com as baterias utilizando o EditCepel, arquivo de texto criado pelo CEPEL, e seguindo os registros do manual, cujo nome é “baterias.dat”. Para o primeiro registro, “ARMAZENAMENTO-CAD”, a barra preenchida foi a número 90000, que foi a barra nova criada apenas para ser possível visualizar o fluxo de potência do gerador para a bateria. A unidade de armazenamento terá número de identificação 1 e nome “BATERIA1”.

Quanto à capacidade de armazenamento, foi pensado para uma bateria com um DoD de 60%, ou seja, de 20% a 80% de profundidade de descarga, para aumentar a vida útil. Com isso, a capacidade armazenamento de 160 MWh foi escolhida, pois, pelo DoD, a unidade de armazenamento tem uma faixa útil de 96 MWh com a taxa de carregamento e descarregamento de 80 MW, o que significa que em mais de duas horas com o pico de geração da UFV Pitombeira, que é de 44 MW, a bateria carregará totalmente sua faixa útil. Isso irá permitir a bateria armazenar energia suficiente durante o dia para que a UFV injete uma quantidade menor de energia na rede e evite que essa geração seja cortada por violar alguma restrição. Foi utilizado como referência 32 Containers de Baterias de 5 MWh e Skids MT 20 Pés de 2,5 MW da empresa WEG, ilustrados nas Figuras 37 e 38.

Figura 37 – Containers de Baterias de 5 MWh e Skids MT 20 Pés de 2,5 MW da WEG.



Fonte: Adaptado de (WEG, 2025).

Com relação a taxa de eficiência para o descarregamento, foi adotado um valor arbitrário próximo ao valor de eficiência de um BESS da WEG comum, cujo valor é de 98,5% aproximadamente. Portanto, o valor adotado na modelagem da bateria foi de 95%. Quanto ao campo do submercado, não foi preciso preenche-lo, devido a esse

campo ser obrigatório apenas em estudos sem a representação da rede elétrica. A Figura 38 mostra como ficou o primeiro registro do arquivo “baterias.dat”.

Figura 38 – Registro “ARMAZENAMENTO-CAD” da bateria adicionada.

```

02 &XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXXXXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXX;XXX;
03 &                ; NUM;NOME_UNIDADE;CAPACI_ARM;TAX_CARREG;TAX_DESCAR;TAX_EF_DES;BARRA;SUB;
04 &XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXXXXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXXXX;XXXXXX;XXX;
05 ARMAZENAMENTO-CAD      1 BATERIA1                160.0      80.0      80.0      95 90000

```

Fonte: Autor.

O segundo registro, o “ARMAZENAMENTO-INIC”, trata apenas do carregamento inicial da bateria. O carregamento inicial para a bateria modelada foi de 20% que é a menor energia armazenada possível para a unidade de armazenamento, ou seja, foi escolhido esse valor para a bateria iniciar o estudo descarregada. Quanto ao campo do número da unidade de armazenamento, é o mesmo número que no registro anterior para indicar que é o SoC inicial da “BATERIA1”. A Figura 39 mostra o segundo registro no arquivo “baterias.dat”.

Figura 39 – Registro “ARMAZENAMENTO-INIC” da bateria adicionada.

```

08 &XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXXXXXXXXXXXXXX;
09 &                ; NUM;CARG_INICI;
10 &XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXXXXXXXXXXXXXX;
11 ARMAZENAMENTO-INIC      1                20

```

Fonte: Autor.

Por último, o “ARMAZENAMENTO-LIMITES” foi preenchido visando definir a operação da bateria, por isso haverá mais de um desses registros para a mesma bateria. Primeiramente, o tipo de limite escolhido foi o tipo 1 para que os limites inferior e superior estejam em porcentagens nos registros. Portanto, o primeiro dos registros “ARMAZENAMENTO-LIMITES” representará os limites durante os períodos desde o início do dia até o início do corte de geração. Logo o dia, hora e meia hora inicial e final do primeiro registro foi do dia 3 de outubro às 00:00 até às 06:00 do mesmo dia.

Nesses períodos, os limites inferiores e superiores de armazenamento foram de 20% e 20% respectivamente com o objetivo de forçar a bateria a se manter descarregada. A partir das 06:30, a UFV Pitombeira começa a ter corte de geração e a geração da usina fica cortada por 10 períodos de meia hora do dia. Como há um período no meio dos períodos com geração cortada, cuja geração não foi cortada, considerou-se 11 períodos no cálculo da porcentagem dos degraus em que os limites superiores e inferiores aumentariam. Considerando o DoD de 60%, dividindo esse valor por 11, obteve-se que em cada período de meia hora seria aumentado os limites em 5,45% até o período em que o SoC chegasse a 80%, ou seja, esteja carregada. Logo, os próximos registros dos limites serão em períodos de meia hora os quais aumentarão, em degraus, os limites de armazenamento. A bateria preenche sua capacidade de armazenamento às 11:30 do dia 3 de outubro, coincidindo com o último período da UFV com corte de geração. A partir do próximo período, a UFV não teve mais a geração cortada e pode continuar gerando, porém a bateria, para não aumentar o fluxo de potência com a energia armazenada fora do horário de pico de carga, foi mantida carregada com o SoC em 80% das 11:30 até as 17:00. A partir das 17:00 até o período final do estudo, a unidade de armazenamento fica com os limites inferiores e superiores livres, entre 20% e 80% para operar de acordo com a otimização do modelo DESSEM liberando a energia armazenada no corte e absorvendo energia da rede em períodos necessários. A Figura 40 mostra como ficaram os registros “ARMAZENAMENTO-LIMITES”.

Figura 40 – Registro “ARMAZENAMENTO-LIMITES” da bateria adicionada.

15	&XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXX;XX;XX;X;XX;XX;X;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXX;										
16	& ; NUM;TIPO;di;hi;m;df;hf;m;LIM_INF_AR;LIM_SUP_AR;										
17	&XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX;XXXX;XXXX;XX;XX;X;XX;XX;X;XXXXXXXXXXXX;XXXXXXXXXX;										
18	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	00	0	03	06	0	20.0	20.0
19	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	06	0	03	06	1	20.0	25.45
20	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	06	1	03	07	0	25.45	30.9
21	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	07	0	03	07	1	30.9	36.25
22	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	07	1	03	08	0	36.25	41.8
23	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	08	0	03	08	1	41.8	47.25
24	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	08	1	03	09	0	47.25	52.7
25	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	09	0	03	09	1	52.7	58.15
26	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	09	1	03	10	0	58.25	63.6
27	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	10	0	03	10	1	63.6	69.05
28	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	10	1	03	11	0	69.05	74.5
29	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	11	0	03	11	1	74.5	80.0
30	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	11	1	03	17	0	80.0	80.0
31	ARMAZENAMENTO-LIMITES	1	1	03	17	0	04	00	0	20.0	80.0

Fonte: Autor.

Após a criação do arquivo “baterias.dat”, é preciso informar ao modelo que existe um arquivo de baterias para ser incluído no estudo. Para isso, é necessário ir ao arquivo “dessem.arq”, ou arquivo índice, que contém a identificação do caso e os nomes dos arquivos em que estão os dados de entrada modificados pelo usuário e que serão utilizados pelo modelo DESSEM no estudo. O mnemônico que identifica o arquivo das baterias é o “BATERIA”, que deve ser informado no arquivo “dessem.arq” junto ao nome do arquivo. A Figura 41 representa o registro em que se informa o arquivo das baterias.

4.2 Geração da UFV Pitombeira com o BESS inserido

A partir da execução do modelo DESSEM, são gerados diversos arquivos de saída que reúnem os resultados da simulação da operação elétrica e energética do sistema. Esses arquivos representam, de forma detalhada, o comportamento semi-horário das usinas, o despacho ótimo definido pelo modelo e os valores econômicos associados, como os CMO. As saídas permitem analisar o desempenho do sistema em cada etapa do horizonte de estudo, incluindo a geração efetiva da UFV Pitombeira. Assim, os resultados obtidos na execução do DESSEM constituem a base analítica para avaliar o impacto da bateria criada e os potenciais benefícios da inserção de BESS na mitigação do *curtailment*.

4.2.1 PDO da BATERIA1

A programação diária da operação da bateria criada é descrita no arquivo de saída “PDO_BATERIA.DAT” e mostra a operação da mesma em cada período de acordo com o arquivo de entrada das baterias. No arquivo são relatadas as informações referentes à operação da bateria como a energia armazenada no início e no final do período e, também, a energia carregada e descarregada. A Tabela 6 mostra como ocorreu a operação da bateria de acordo com o arquivo “PDO_BATERIA.DAT”.

Tabela 6 – Programação Diária da Operação da BATERIA1 no arquivo “PDO_BATERIA.DAT”.

PDO da BATERIA1						
PERIODO	EarmInic	EarmFim	Carga	Descarga	Earm_Min	Earm_Max
-	(MWh)	(MWh)	(MW)	(MW)	(%)	(%)
1	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
2	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
3	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
4	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
5	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
6	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
7	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
8	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
9	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
10	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00

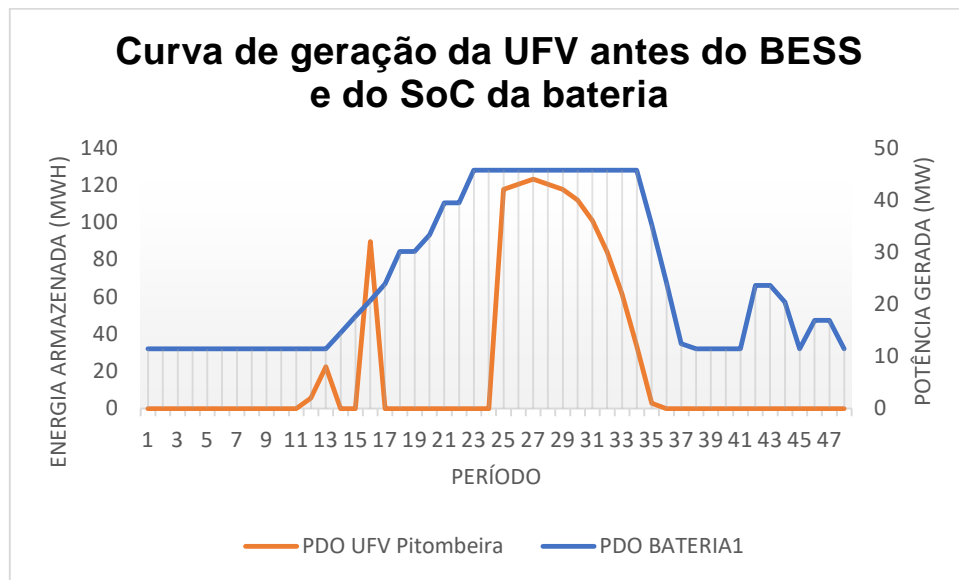
PERIODO	EarmInic	EarmFim	Carga	Descarga	Earm_Min	Earm_Max
11	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
12	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	20.00
13	32.0	32.0	80.0	80.0	20.00	25.45
14	32.0	40.7	80.0	62.6	25.45	30.90
15	40.7	49.4	80.0	62.6	30.90	36.25
16	49.4	58.0	80.0	62.9	36.25	41.80
17	58.0	66.9	80.0	62.2	41.80	47.25
18	66.9	84.3	80.0	45.1	47.25	52.70
19	84.3	84.3	80.0	80.0	52.70	58.15
20	84.3	93.2	80.0	62.2	58.25	63.60
21	93.2	110.5	80.0	45.4	63.60	69.05
22	110.5	110.5	80.0	80.0	69.05	74.50
23	110.5	128.0	80.0	45.0	80.00	80.00
24	128.0	128.0	80.0	80.0	80.00	80.00
25	128.0	128.0	80.0	80.0	80.00	80.00
26	128.0	128.0	80.0	80.0	80.00	80.00
27	128.0	128.0	80.0	80.0	80.00	80.00
28	128.0	128.0	80.0	80.0	80.00	80.00
29	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
30	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
31	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
32	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
33	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
34	128.0	128.0	0.0	0.0	80.00	80.00
35	128.0	98.8	0.0	58.3	20.00	80.00
36	98.8	67.7	0.0	62.2	20.00	80.00
37	67.7	34.8	0.0	65.8	20.00	80.00
38	34.8	32.0	0.0	5.7	20.00	80.00
39	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	80.00
40	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	80.00
41	32.0	32.0	0.0	0.0	20.00	80.00
42	32.0	66.1	68.1	0.0	20.00	80.00
43	66.1	66.1	0.0	0.0	20.00	80.00
44	66.1	57.2	0.0	17.8	20.00	80.00
45	57.2	32.0	0.0	50.3	20.00	80.00
46	32.0	47.4	30.7	0.0	20.00	80.00
47	47.4	47.4	0.0	0.0	20.00	80.00
48	47.4	32.0	0.0	30.7	20.00	80.00

Fonte: Autor.

Observando a tabela 5, PDO da UFV Pitombeira antes do BESS, em conjunto com a tabela 6, PDO da BATERIA1, nota-se que nos períodos em que houve corte de

geração na usina, a bateria esteve carregando. Também é visível que a bateria permaneceu descarregada até o início dos *curtailments*. A unidade de armazenamento manteve-se carregada até o período com patamar de carga pesada onde a geração da usina também já estava bem abaixo do pico. Como a bateria ficou livre para operar a partir das 17:00, o modelo a descarregou por completo, mas ainda a carregou com energia da rede e descarregou de volta. A Figura 43 mostra a curva de geração da UFV antes do BESS e a curva do SoC da bateria.

Figura 43 – Curva de geração da UFV antes do BESS e do SoC da bateria.



Fonte: Autor.

Portanto, a bateria apresentou o comportamento esperado de acordo com os registros “ARMAZENAMENTO-LIMITES” definindo uma operação para parte do horizonte de estudo. A energia armazenada cresceu seguindo os degraus definidos nos limites dentro dos horários de corte de geração. Logo resta verificar se a UFV Pitombeira reduziu ou eliminou o *curtailment* e se quem carregou a bateria foi realmente a usina pela análise do fluxo de potência.

4.2.2 PDO da UFV Pitombeira com BESS

Após a execução do modelo DESSEM com o arquivo das baterias, o modelo gera a nova operação energética do sistema. Observando o arquivo de saída “PDO_EOLICA.DAT”, arquivo de operação das usinas renováveis, obteve-se a nova curva de geração da UFV Pitombeira com o *flag de constrained off* desligado. A Tabela 7 mostra a nova programação diária da operação da usina com o BESS instalado na barra nova adjacente no dia 3 de outubro de 2025.

Tabela 7 – Programação Diária da Operação da UFV Pitombeira com BESS no arquivo “PDO_EOLICA.DAT”.

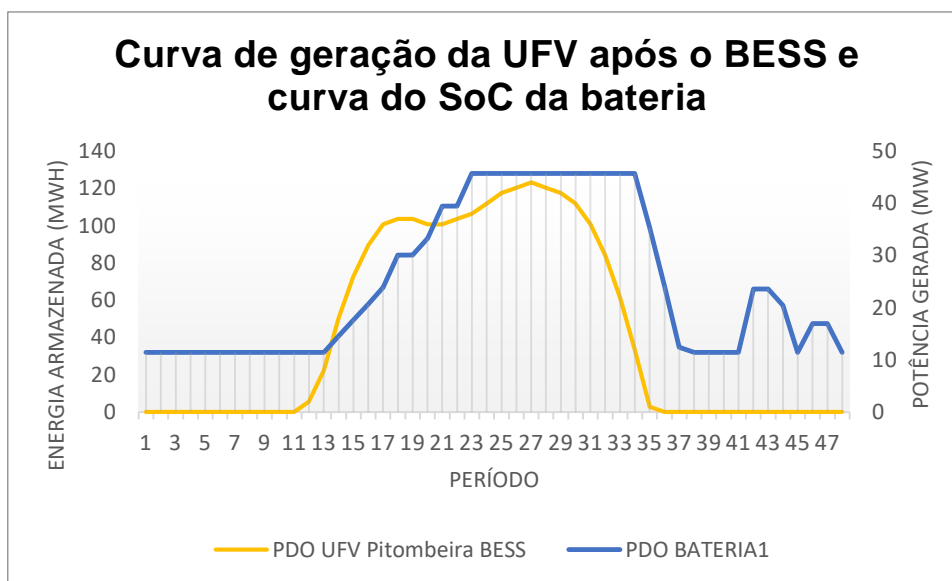
PDO UFV Pitombeira com BESS dia 03 de Outubro de 2025								
IPER	NUM	Nome	Barra	Submerc	Potencia	FatCap	Geracao (MW)	Geracao Operada (MW)
1	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
2	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
3	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
4	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
5	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
6	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
7	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
8	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
9	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
10	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
11	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
12	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	2	2
13	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	8	8
14	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	18	18
15	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	26	26
16	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	32	32
17	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	36	36
18	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	37	37
19	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	37	37
20	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	36	36
21	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	36	36
22	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	37	37
23	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	38	38
24	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	40	40
25	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	42	42
26	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	43	43

IPER	NUM	Nome	Barra	Submerc	Potencia	FatCap	Geracao (MW)	Geracao Operada (MW)
27	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	44	44
28	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	43	43
29	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	42	42
30	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	40	40
31	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	36	36
32	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	30	30
33	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	22	22
34	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	12	12
35	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	1	1
36	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
37	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
38	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
39	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
40	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
41	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
42	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
43	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
44	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
45	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
46	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
47	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0
48	2031	AFUPTM_UFV	8930	NE	9999	1	0	0

Fonte: Autor.

Como mostra a tabela 7, todos os períodos em que tinha corte de geração antes da bateria, ou seja, geração operada menor do que a previsão, dessa vez geraram energia igual à previsão. Isso significa que o modelo encontrou uma forma de despachar toda a geração da usina em estudo sem que causasse inviabilidades ou violasse restrições. A Figura 44 mostra a geração da usina UFV Pitombeira com BESS e o *State of Charge* no final do período na bateria.

Figura 44 – Curva de geração da UFV após o BESS e curva do SoC da bateria.



Fonte: Autor.

De acordo com o gráfico, a bateria se carrega nos períodos em que a geração havia sido cortada, mas ainda resta provar que a energia gerada pela usina realmente fluiu para a bateria. Isso é possível de verificar devido a barra nova criada para pôr a bateria.

4.2.3 Análise do fluxo de potência na UFV Pitombeira com BESS

Para analisar o fluxo de potência é necessário ativar o *flag* para habilitar a impressão dos arquivos de ponto de operação do problema de otimização nos arquivos de saída “ptoper_dat_ppp.pwf”, para cada período “ppp”, no arquivo de opções de execução “dessopc.dat”. A opção é ativada no arquivo “dessopc.dat” ao escrever o mnemônico “IMPPTOPER” e o modelo gerará os arquivos de ponto de operação ao final da execução junto aos arquivos de saída para avaliação da rede elétrica pelo programa ANAREDE.

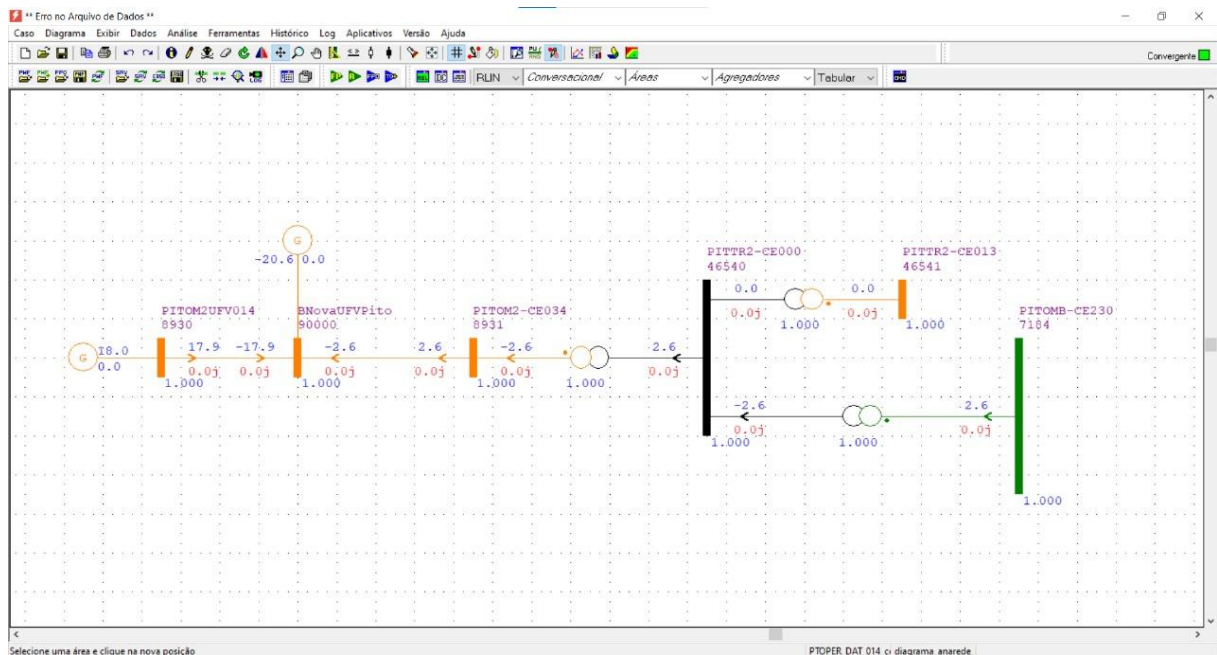
A execução do modelo DESSEM gera um arquivo de ponto de operação para cada período do primeiro dia do estudo, portanto são 48 arquivos ao todo, ou seja, um para cada meia hora. Com o objetivo de reduzir a quantidade de arquivos mostrados

nesse trabalho, foram selecionados alguns períodos específicos para verificar o comportamento do BESS.

Cada um dos arquivos teve seu fluxo de potência verificado pelo ANAREDE através do método linearizado, uma simplificação do modelo tradicional de fluxo de potência e, também, o método utilizado pelo modelo DESSEM. Nesse método, assume-se que as magnitudes de tensão nas barras permanecem próximas de 1 p.u. e que as variações angulares são pequenas, desprezando-se as potências reativas.

Com isso, o primeiro arquivo de ponto de operação analisado foi o “ptoper_dat_014.pwf”. No período 14, cujo diagrama com os fluxos de potência é mostrado na Figura 45, a bateria carrega aproximadamente 18 MW de acordo com o “PDO_BATERIA”, mas o modelo DESSEM despachou a geração da unidade de armazenamento como -20,6 MW, ou seja, nesse ponto de operação, o BESS carregou 20,6 MW. É provável que o modelo tenha aumentado a carga devido ao ANAREDE ter uma margem de erro de 1 MW para mais ou menos e o método linearizado ter um erro aproximado de 5% para mais ou para menos, o que faz com que 20,6 MW seja aceitável. Como a geração da usina foi 18 MW, toda a energia da usina flui para a bateria e o restante do fluxo para o carregamento veio da rede para o BESS. Isso prova que a energia que antes tinha sido cortada está sendo gerada para a carga da unidade de armazenamento como mostra a Figura 45.

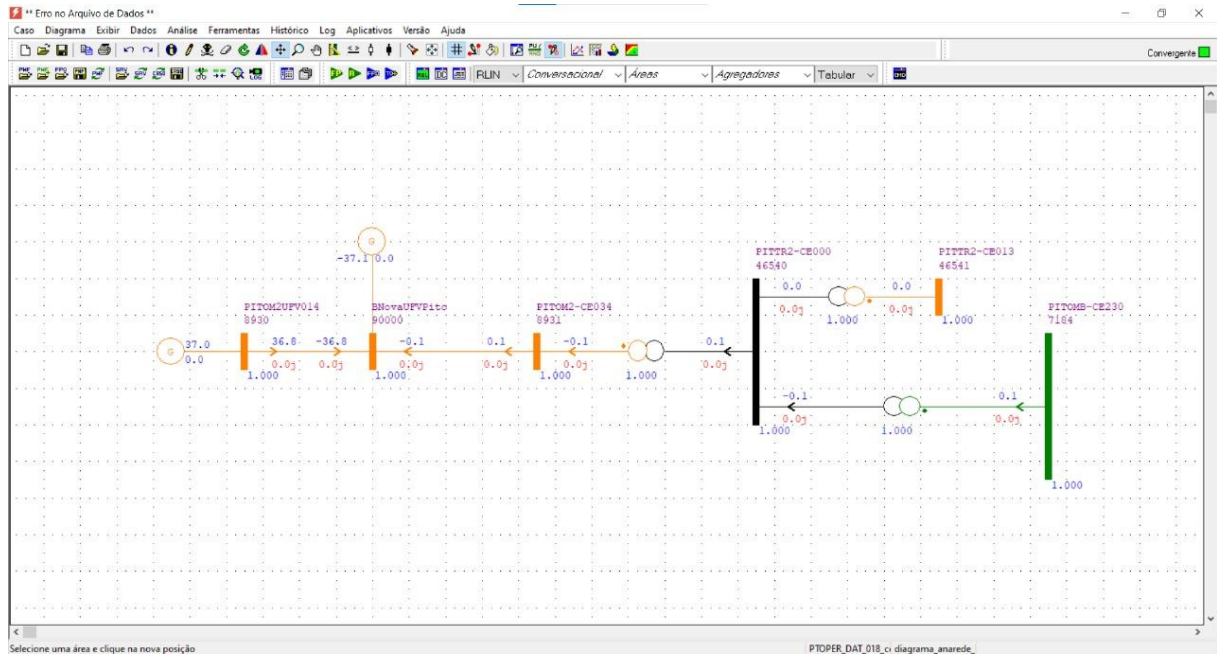
Figura 45 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 14.



Fonte: Autor.

O segundo ponto de operação analisado foi o do período 18, cujo diagrama com os fluxos de potência é mostrado na Figura 46. Esse arquivo se mostrou o mais interessante por mostrar que todo o fluxo de potência que chega na bateria veio da geração na UFV Pitombeira e que toda a geração da usina vai para a unidade de armazenamento. Apesar do arquivo “PDO_BATERIA” mostrar que a bateria carregou aproximadamente 35 MW, o modelo DESSEM despachou a geração na barra da unidade de armazenamento como sendo -37,1, ou seja, que o BESS carregou aproximadamente 37 MW, que é toda a energia gerada pela usina solar nesse período. Novamente, o despacho da barra da bateria, barra 90000, está dentro da margem de erro e o fluxo entre a rede e a barra 90000 pode ser desconsiderado. Portanto, a totalidade do fluxo de potência que sai do gerador vai para o BESS.

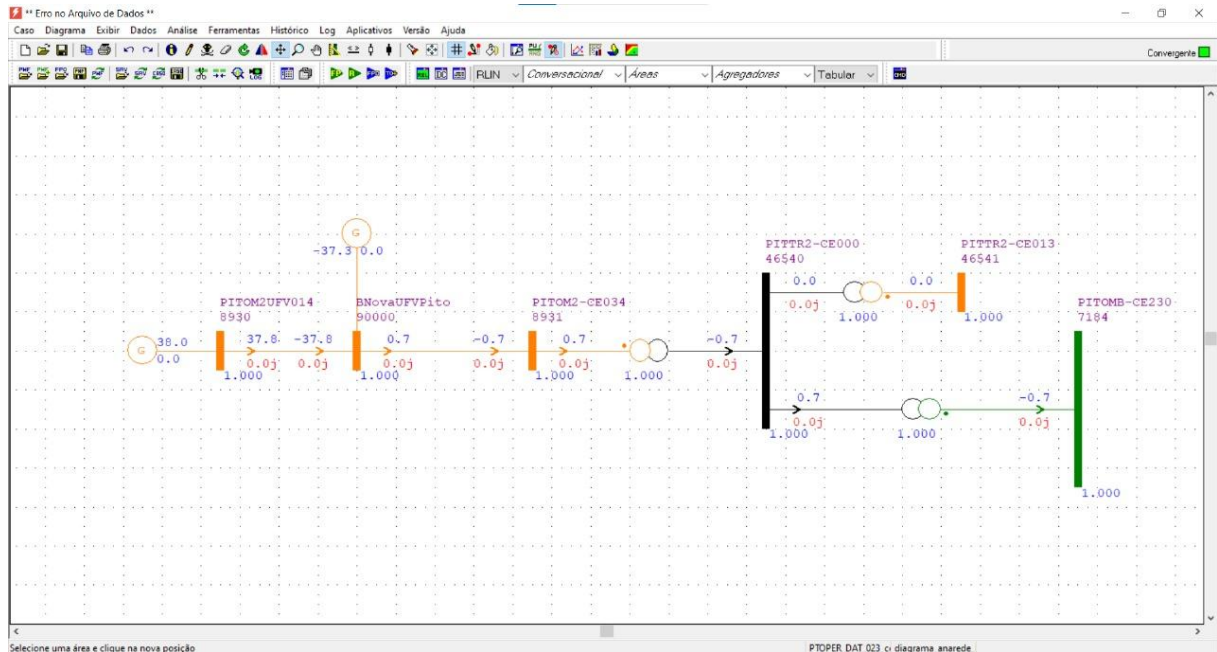
Figura 46 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 18.



Fonte: Autor.

Para reforçar o arquivo “ptoper_dat_018.pwf”, o ponto de operação do período 23, cujo diagrama com os fluxos de potência é mostrado na Figura 47, também foi analisado devido a geração da UFV Pitombeira também fluir totalmente para o BESS, onde o mesmo também se carregou apenas com energia da usina. No estudo sem BESS houve corte de geração nesse período. Os valores são similares aos do período 18, onde a UFV gerou 37 MW e a bateria carregou 37 MW, valor próximo aos 35 MW do arquivo “PDO_BATERIA.DAT”.

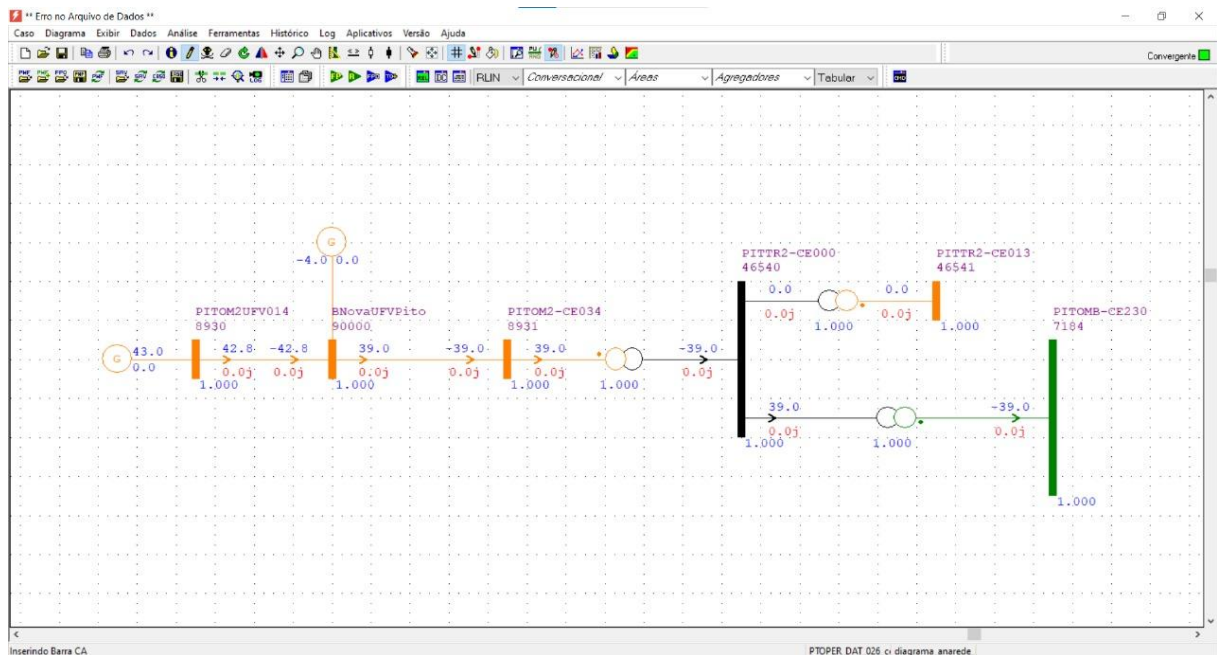
Figura 47 – Diagrama unifilar da UFFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 23.



Fonte: Autor.

Outro importante ponto de operação foi o do período 26, em que, diferente dos anteriores, esse não havia mais corte de geração na UFFV Pitombeira. A geração da usina permaneceu inalterada enquanto que a bateria estava totalmente carregada, ou seja, sem fluxo de potência em direção ao BESS, de acordo com o arquivo “PDO_BATERIA”. Mas o modelo DESSEM despachou -4 MW de geração para a bateria na barra 90000, logo o ANAREDE representou a carga do BESS e todo o restante do fluxo de potência da geração da usina foi para a rede. O diagrama com os fluxos de potência do ponto de operação do período 26 é mostrado na Figura 48.

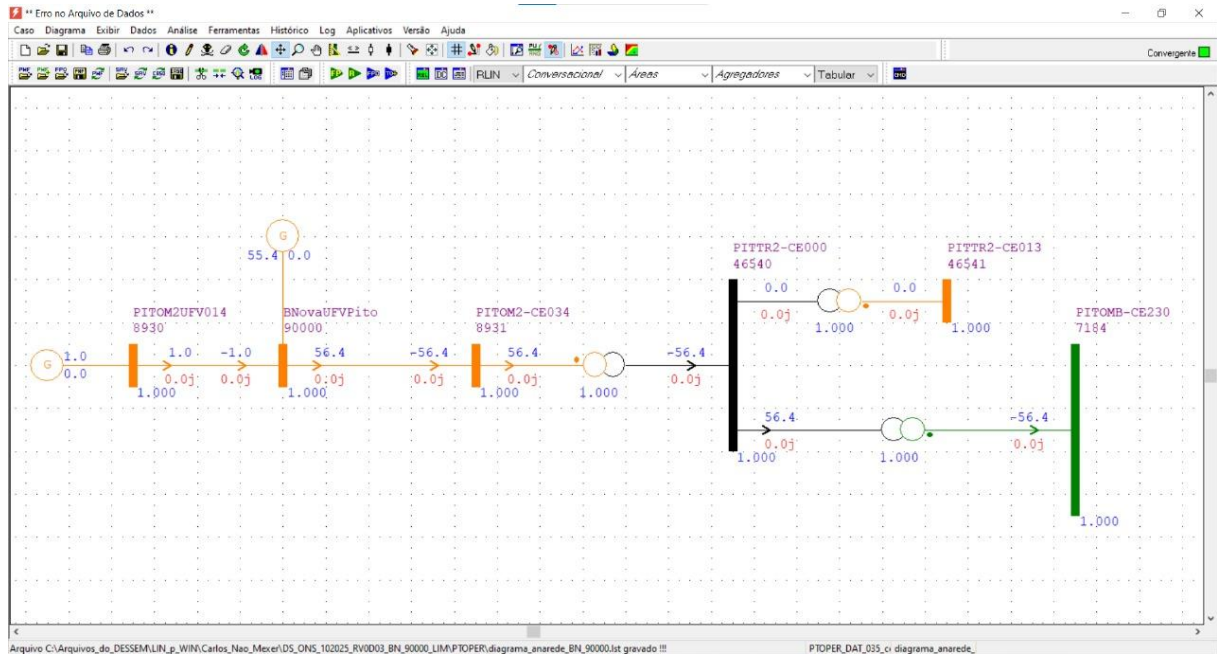
Figura 48 – Diagrama unifilar da UJV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 26.



Fonte: Autor.

O próximo a ser mostrado foi o ponto de operação do período 35, onde mostra a descarga da bateria em conjunto com a geração da usina. Nesse período, a bateria foi permitida operar livremente de acordo com o modelo DESSEM, cuja operação levou a descarga completa em quatro períodos. Como ainda havia geração prevista para a UJV Pitombeira e a carga estava no patamar pesado, o modelo despachou a geração da usina e a descarga da bateria sendo 1 MW para a UJV e 55,4 MW para o BESS, onde o fluxo somado foi para a rede. O diagrama com os fluxos de potência do ponto de operação do período 35 é mostrado na Figura 49.

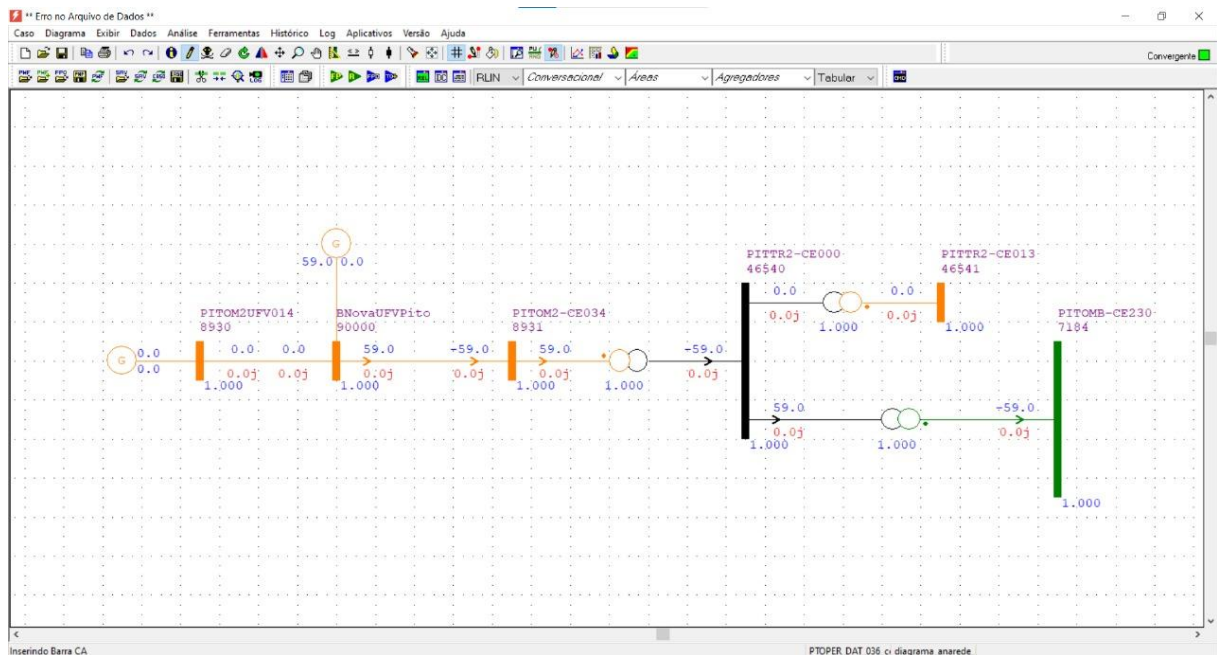
Figura 49 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 35.



Fonte: Autor.

Similar ao período anterior, o ponto de operação do período 36 está representado pela ausência da geração solar e pela descarga da bateria despachada pelo modelo DESSEM. Portanto, todo o fluxo de potência que vai para a rede sai do BESS com a energia armazenada durante o período de corte de geração. O modelo despachou 59 MW e a descarga no arquivo “PDO_BATERIA” foi de 62,2 MW, valor dentro da margem de erro do ANAREDE. O diagrama com os fluxos de potência do ponto de operação do período 36 é mostrado na Figura 50.

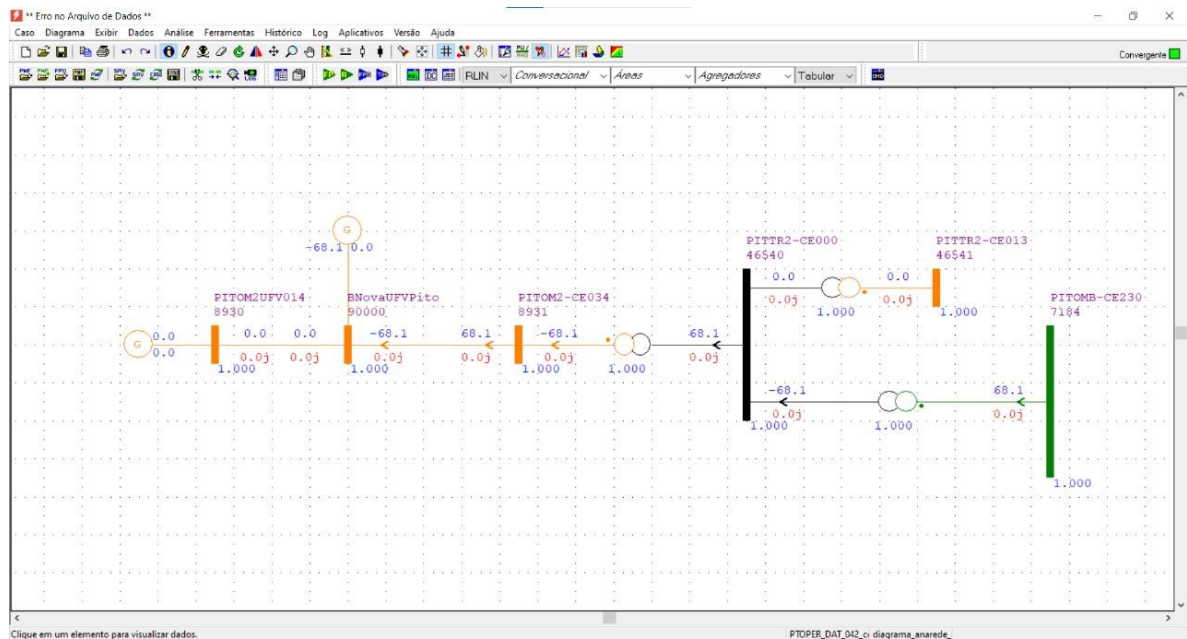
Figura 50 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 36.



Fonte: Autor.

Por último, o ponto de operação do período 42 mostra a bateria sendo carregada pela rede para armazenar o excedente de geração. A operação da bateria nesse período foi feita pela otimização do modelo DESSEM, mostrando que o modelo pode carregar e descarregar a bateria para otimizar o custo do sistema. A rede carregou a bateria com 68,1 MW sendo essa energia parte do total que o modelo armazenou nos períodos mais tardes da noite. A operação do BESS pelo modelo também descarregou sua energia armazenada antes do final do dia, como está mostrado na Figura 51.

Figura 51 – Diagrama unifilar da UFV Pitombeira no arquivo de ponto de operação do período 42.



Fonte: Autor.

4.3 Comparação do Custo Total da Operação

O custo total da operação é representado pela função objetivo do problema linear (FOBJ) que é a soma ponderada dos custos de todas as decisões de despacho. O modelo DESSEM utiliza a otimização para minimizar o custo total do sistema. Portanto, se o custo diminuiu, significa que usinas mais caras, como as térmicas, deixaram de ser despachadas, tendo em vista que a geração das hidrelétricas tem custo reduzido e a geração das eólicas e solares tem custo praticamente nulo. O custo total do sistema é mostrado no arquivo “DES_LOG_RELATO”, um arquivo de relatório da execução do modelo DESSEM. A Tabela 8 mostra a diferença entre a FOBJ do sistema original e a FOBJ do sistema com o BESS inserido na barra da UFV Pitombeira.

Tabela 8 – FOBJ original do sistema e a FOBJ do sistema com o BESS na UFV Pitombeira.

-	ORIGINAL	COM BESS
FOBJ (1000R\$)	555.814.426,25877	555.814.352,62673

Fonte: Autor.

A tabela mostra que o custo total da operação do sistema diminuiu em R\$ 73.632,04 com o incremento da bateria na barra da UFV Pitombeira. Isso mostra que uma ou mais usinas caras, como uma térmica, não foram utilizadas no despacho na nova otimização pelo modelo. Portanto a bateria evitou o corte e reduziu o custo total da operação do sistema no estudo do dia 03 de outubro de 2025.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Este trabalho teve como objetivo analisar o fenômeno do corte de geração em usinas solares fotovoltaicas centralizadas e avaliar o uso de sistemas de armazenamento de energia como alternativa para sua mitigação, por meio de simulações realizadas no modelo DESSEM, utilizado pelo ONS na programação diária da operação.

Foram utilizadas as saídas do modelo DESSEM para analisar a operação referente a UFV Pitombeira, localizada na barra 8930, observando os resultados de geração e avaliando os cortes de geração. Em seguida, com a curva de geração da usina, criou-se um arquivo de baterias para inserir na execução do modelo, onde a bateria foi colocada numa barra nova criada para que fosse possível a visualização do fluxo de potência entre gerador e BESS. O circuito entre a barra de geração e da bateria foi criado com reatância próxima de zero com o objetivo da barra nova representar uma extensão da barra da UFV. Assim, a bateria foi dimensionada com 160 MWh de capacidade de armazenamento a fim de reduzir ou eliminar os *curtailments*.

Os resultados demonstraram que a UFV Pitombeira apresentou cortes de geração significativos nos períodos da manhã durante o patamar de carga leve e média. A introdução da unidade de armazenamento de 160 MWh mostrou-se eficaz em armazenar a energia que havia sido cortada, eliminando o corte de geração em sua totalidade. Além disso, com mais energia no sistema proveniente de fontes renováveis que possuem custo próximo a zero, a função objetivo, a soma de todos os custos da operação do sistema, foi menor que a do sistema sem a bateria. Portanto, parte da energia elétrica que antes havia sido despachada por fontes térmicas de alto custo, foi substituída por energia proveniente de uma UFV.

Esses resultados reforçam a importância dos sistemas de armazenamento de energia como ferramenta de flexibilidade operacional, possibilitando um maior aproveitamento da energia solar e melhorando a confiabilidade do SIN num cenário de expansão das usinas provenientes de fontes renováveis.

Como proposta de continuidade, recomenda-se a realização de estudos comparativos com diferentes capacidades de armazenamento e estratégias de controle da bateria, possível através dos registros dos limites de armazenamento do arquivo de entradas da bateria no modelo DESSEM, tanto em usinas solares fotovoltaicas, como em usinas eólicas, cuja curva de geração é diferente por poderem gerar energia durante o dia inteiro. Também é recomendado a análise econômica detalhada dos investimentos necessários a implantação de sistemas de BESS em larga escala no Brasil.

REFERÊNCIAS

1. CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Proinfa**. 2024 Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/proinfa>. Acesso em: 05 out. 2025.
2. IEA, International Energy Agency. **Global Energy Review 2025**. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b169aa1-bc88-4c96-b828-aaa50406ba80/GlobalEnergyReview2025.pdf>. Acesso em: 05 out. 2025.
3. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema em Números**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 05 out. 2025.
4. TOLMASQUIM, Maurício (coord.). *Integração de fontes renováveis intermitentes: desafios e oportunidades para o setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: CAF – Banco de Desenvolvimento da América Latina, 2017. Disponível em: https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1228/20170112_Intermittent%20Energy%20Renewables%20Integration%20Challenges.pdf. Acesso em: 05 out. 2025.
5. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Constrained-off de Centrais Geradoras Fotovoltaicas: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2022-SRG/ANEEL**. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srg.pdf>. Acesso em: 05 out. 2025.
6. IRENA - International Renewable Energy Agency. **ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030**. 2017. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf. Acesso em: 05 out. 2025.
7. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o SIN**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 08 out. 2025.
8. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapas**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 08 out. 2025.
9. MME. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 08 out. 2025.
10. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é ONS**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 09 out. 2025.
11. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **A ANEEL**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 09 out. 2025.

12. CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **SOBRE NÓS**. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/quest/sobrenos>. Acesso em: 09 out. 2025.
13. BLOG.ESFERA. **Conheça as instituições do setor elétrico que regulamentam o Mercado Livre de Energia**. 2021. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/instituicoes-setor-eletrico>. Acesso em: 09 out. 2025.
14. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Balanço de Energia**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>. Acesso em: 11 out. 2025.
15. MME, Ministério de Minas e Energia. **Nordeste é visto como grande gerador e exportador de energia renovável**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/nordeste-e-visto-como-grande-gerador-e-exportador-de-energia-renovavel>. Acesso em: 11 out. 2025.
16. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtaiment%20rev1.pdf>. Acesso em: 11 out. 2025.
17. CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Conceitos de Preço**. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 13 out. 2025.
18. CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual do Usuário – Modelo DESSEM: versão 21. Rio de Janeiro, 2025.
19. ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 4.5: programação diária da operação**. 2024. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/quest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=53269&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 13 out. 2025.
20. SOLAR, Portal. **Geração centralizada de energia solar: o que se deve saber?** 2025. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-centralizada-de-energia-solar>. Acesso em: 15 out. 2025.
21. SOLAR, Portal. **Placa solar: modelos, onde comprar e o valor das placas solares**. 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/placa-solar>. Acesso em: 15 out. 2025.

22. SOLAR, Portal. **Seguidor solar - tracker: vantagens e desvantagens**. 2025. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens>. Acesso em: 15 out. 2025.
23. ENERGÊS. **Entenda Intermittência e Complementariedade Energética**. 2020. Disponível em: https://energes.com.br/entenda-intermittencia-e-complementariedade-energetica/?srsltid=AfmBOopsaeyGVwOkhJw2P0a5ZB7exAppMLc_rO1vyloWGBpOpY9lIRNu. Acesso em: 16 out. 2025.
24. EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA TÉCNICA: Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf. Acesso em: 16 out. 2025.
25. QUÍMICA, Manual da. **Baterias**. 2024. Disponível em: <https://www.manualdaquimica.com/fisico-quimica/baterias.htm>. Acesso em: 18 out. 2025.
26. ELETRÔNICA, Sta. **COMO FUNCIONA UMA BATERIA DE LÍTIO ÍON**. 2024. Disponível em: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/como-funciona-uma-bateria-de-litio-ion>. Acesso em: 18 out. 2025.
27. SOLAR, Portal. **Tudo o que você precisa saber sobre a bateria de lítio**. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-bateria-de-litio>. Acesso em: 18 out. 2025.
28. ANDRÉ, Francisco Mendes Micaelo. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Ligados à Rede**. 2022. 158 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2022. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/141315/1/Andre_2022.pdf. Acesso em: 19 out. 2025.
29. BRASIL, Solar. **Você já ouviu falar em ciclo de vida e profundidade de descarga de uma bateria?** 2021. Disponível em: <https://www.solarbrasil.com.br/blog/voce-ja-ouviu-falar-em-ciclo-de-vida-e-profundidade-de-descarga-de-uma-bateria/#:~:text=A%20profundidade%20de%20descarga%20%C3%A9,atinge%20cerca%20de%2010%2C5V>. Acesso em: 19 out. 2025.
30. 60HZ. **Características da Bateria Estacionária**. 2024. Disponível em: <https://60hz.com.br/caracteristicas-da-bateria-estacionaria/>. Acesso em: 19 out. 2025.
31. ELETRÔNICA, Sta. **ESTIMANDO O ESTADO DE CARGA (SOC) DAS BATERIAS DE LI-ION**. 2024. Disponível em: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/estimando-o-estado-de-carga-soc-das-baterias-de-li-ion>. Acesso em: 19 out. 2025.

32. ENERGY, Wd Power. **Auto-Descarga em Baterias: Entendendo o Fenômeno e Suas Implicações**. 2024. Disponível em: <https://www.wdpowerenergy.com.br/2024/02/17/auto-descarga-em-baterias-entendendo-o-fenomeno-e-suas-implicacoes/>. Acesso em: 20 out. 2025.
33. SOUZA, João Paulo Assunção de. **Análise de Sistemas de Armazenamento de Energia Com Baterias Em Uma Rede Real de Distribuição de Energia em Média Tensão**. 2020. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.
34. CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual ANAREDE**. Rio de Janeiro, 2023.
35. WEG. **Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias – BESS na WEG**. Jaraguá do Sul, 2025. Apresentação (PDF).