



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA

Ingrid Slama

**Modelos Matemáticos Utilizados para Previsão de Geração de Energia Elétrica
no Setor Elétrico Brasileiro**

Florianópolis
2024

Ingrid Slama

**Modelos Matemáticos Utilizados para Previsão de Geração de Energia Elétrica
no Setor Elétrico Brasileiro**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharela em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa.

Florianópolis

2024

Slama, Ingrid

Modelos Matemáticos Utilizados para Previsão de Geração de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro / Ingrid Slama ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, 2024.

63 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Modelos Matemáticos Utilizados para Previsão de Carga. I. da Rosa, Mauro Augusto . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Ingrid Slama

Modelos Matemáticos Utilizados para Previsão de Geração de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 19 de dezembro de 2024.



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 23/12/2024 18:42:15-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Mauro Augusto da Rosa
Data: 23/12/2024 20:14:46-0300
CPF: ***.652.400-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Mauro Augusto da Rosa
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
PAULO CESAR RODRIGUES DE LIMA JUNIOR
Data: 23/12/2024 17:48:27-0300
CPF: ***.420.103-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Paulo César Rodrigues de Lima Jr, Ph.D
Universidade Federal do Vale do São Francisco



Documento assinado digitalmente
Andriele Bratti Machado
Data: 23/12/2024 18:14:03-0300
CPF: ***.460.059-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

MsC. Andriele Bratti, MsC.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a minha trajetória na engenharia e as pessoas que
tornaram isso possível.

"A ciência pode divertir e fascinar, mas é a engenharia que muda o mundo."

Isaac Asimov, 1988

RESUMO

Este trabalho aborda a importância dos modelos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, destacando os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, além de outros modelos utilizados como SUISH, MELP, GEVAZP, MATRIZ, ANAFIN e ECOMERC, os quais são utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Através desses modelos, é possível otimizar a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, atendendo às demandas de diferentes submercados e enfrentando as variabilidades hídricas e climáticas. O objetivo é instruir profissionais, pesquisadores e gestores do setor elétrico a tomar decisões fundamentadas e eficazes, a fim de garantir a segurança energética do país, otimizando os recursos energéticos disponíveis e contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Este estudo demonstra que o conhecimento e a aplicação adequada desses modelos são essenciais para evitar a falta de energia elétrica e suas consequências negativas, assegurando a continuidade e a segurança do fornecimento de energia no país, fundamental para o crescimento econômico e a melhoria da qualidade de vida da população.

Palavras-chave: Planejamento e Operação do Sistema Elétrico 1. Otimização 2. Energia Elétrica 3.

ABSTRACT

This research addresses the significance of planning and operational models within the Brazilian electrical system, emphasizing the NEWAVE, DECOMP, and DESSEM models, alongside others such as SUIISH, MELP, GEVAZP, MATRIZ, ANAFIN, and ECOMERC, which are employed by the National System Operator (ONS). These models facilitate the optimization of energy generation, transmission, and distribution, ensuring the fulfillment of demands across various submarkets while managing hydrological and climatic variability. The objective is to provide professionals, researchers, and managers in the energy sector with the necessary tools to make well-informed and effective decisions, thereby ensuring the nation's energy security, optimizing available resources, and contributing to sustainable development. This study underscores that comprehensive knowledge and the appropriate application of these models are critical to preventing energy shortages and their adverse impacts, guaranteeing the continuity and reliability of energy supply, which are essential for economic growth and the enhancement of the population's quality of life.

Keywords: Planning 1; Optimization 2; Energy 3.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relacionamentos do ONS.....	21
Figura 2 – Dados de geração do Submercado NE de 04/24 fornecido pela CCEE.	23
Figura 3 – Bandeiras Tarifárias.	24
Figura 4 – Acompanhamento Hídrico Brasileiro.....	25
Figura 5 – Geração Térmica.....	26
Figura 6 – Geração eólica total de 04/2024.	28
Figura 7 – Garantia Física Apurada.	28
Figura 8 – Capacidade Instalada de Geração Solar no SIN.....	29
Figura 9 – IPDO 10/06/2024.....	30
Figura 10 – Detalhamento e horizonte de estudo.....	32
Figura 11 – Fluxo dos modelos abordados	32
Figura 12 – Fluxo dos modelos de otimização energética	35
Figura 13 – Reamostragem de cenários.	36
Figura 14 – Árvore de cenários modelo DECOMP.....	38
Figura 15 – Análise para custo futuro.....	39
Figura 16 – Geração Hidrica	40
Figura 17 – Horizonte do modelo DESSEM.	41
Figura18–Fluxograma de funcionamento do modelo SUIISHI para Simulações Hidrotérmicas	43
Figura 19 – Diagrama esquemático do processo iterativo MELP-NEWAVE-DESSEM	45
Figura 20 – Geração de séries sintéticas com modelo estocástico.....	45
Figura 21 – Cadeira resumida do carvão mineral.....	49
Figura 22 – Sistema ECOMERC que Auxilia à Decisão para Comercialização de Energia Elétrica.	50
Figura 23 – PLDPro: Prospecção de Preços de Energia Elétrica.....	51
Figura 24 – Otimização da Sazonalização da Garantia Física das Usinas Hidrelétricas.	52
Figura 25 – MOP: Otimização de Portfólio de Contratos de Energia Elétrica.	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Contribuição de Armazenamento das Bacias para cada Submercado, IPDO 03/06/2024.....	24
Quadro 2 – Matriz elétrica por tipo de fonte.	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
CANDU Canadian Energy Strategy
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
EARMAX Armazenamento Máximo de Energia
EPE Empresa de Pesquisa Energética
GEVAZP Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
GHMAX Geração Hídrica Máxima
IPDO Informativo Preliminar Diário de Operação
LCOE Custo Nivelado de Energia
MCSD Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MELP Modelo de Expansão de Longo Prazo
MOP Modelo de Otimização de Portfólio
MRE Mecanismo de Realocação de Energia
MVE Mecanismo de Venda de Excedentes
N Norte
NE Nordeste
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD Preço da Liquidação das Diferenças
SIN Sistema Interligado Nacional
SUIHI Simulação a Usinas Hidrelétricas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados
S Sul
SE/CO Sudeste/Centro-Oeste
TIR Taxa Interna de Retorno
VPL Valor Presente Líquido
WRF Weather Research and Frecasting

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS GERAIS	19
1.2	OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.1	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	20
2.2	GERAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	21
2.1.1	Usinas Hidrelétricas	25
2.1.2	Usinas Termelétricas	27
2.1.3	Usinas Eólicas	28
2.1.4	Usinas Solares	29
2.3	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO.....	30
2.4	MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DEFICTS	31
2.5	MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES.....	31
2.6	PREÇO DA LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS	31
3	MODELOS MATEMÁTICOS	33
3.1	MODELO NEWAVE	34
3.2	MODELO DECOMP	37
3.3	MODELO DESSEM	40
3.4	MODELO SUISHI.....	42
3.5	MODELO MELP	44
3.6	MODELO GEVALZP	46
3.7	MODELO MATRIZ	48
3.8	MODELO ANAFIN	49
3.9	MODELO ECOMERC	50
4	COMPARAÇÃO DE MODELOS ENERGÉTICOS: BRASIL E O CENÁRIO INTERNACIONAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	54
4.1	MATRIZ ENERGÉTICA NORUEGUESA	56
4.2	MATRIZ ENERGÉTICA CANADENSE	56
4.3	MATRIZ ENERGÉTICA EUROPEIA	57
5	CONCLUSÃO	59
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da matriz energética mundial retrata as particularidades de cada país em termos de características geográficas, econômicas, políticas e de recursos naturais. No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente baseada em fontes renováveis, sobretudo fontes hídricas. O planejamento e a operação do sistema elétrico apresentam desafios relacionados à variabilidade hidrológica, causada pela grande variação geográfica, pelas condições climáticas e à necessidade de atender a uma demanda de forma sustentável em um país continental. Essa realidade exige o uso de modelos matemáticos sofisticados para assegurar, estimar e otimizar o fornecimento de energia elétrica. Ferramentas como os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, junto com outros modelos auxiliares, como SUIISHI, MELP, GEVAZP, MATRIZ, ANAFIN, e ECOMERC, desempenham papéis fundamentais nesse processo.

A aplicação e compreensão dos modelos são fundamentais para evitar déficits de energia elétrica e suas consequências negativas, como interrupções na entrega de energia elétrica, o que pode causar prejuízos econômicos significativos devido à paralisação de indústrias, redução da produtividade comercial e impactos funcionamento de serviços essenciais, como comunicação, transporte e hospitais. A falta de eletricidade pode também gerar aumento nos custos operacionais, devido à necessidade de acionamento emergencial de usinas térmicas, aumentando consequentemente o custo da energia para o consumidor final. Além de impactar na qualidade de vida da população, visto que cortes de energia afetam o bem-estar doméstico e a segurança pública, fatores os quais ressaltam a importância de um planejamento energético eficiente e confiável.

Por meio de técnicas avançadas de simulação e otimização dos recursos hidrotérmicos, os modelos ajudam a lidar com as variabilidades hidrológicas e climáticas, o que é essencial para a sustentabilidade econômica e ambiental do país e possibilitam uma gestão eficaz dos recursos energéticos mesmo em condições adversas.

Na perspectiva internacional, a matriz energética brasileira apresenta diferenças e similaridades em relação a outros países. No Canadá, especialmente em Quebec, e na Noruega, as fontes hídricas predominam na geração de energia elétrica, assim como no Brasil. Já no Japão, China e maioria dos países europeus, as gerações

térmicas têm maior representatividade, baseada em fontes como carvão, gás natural e energia nuclear. As diferenças refletem tanto as condições naturais de cada região quanto as estratégias de planejamento, ressaltando a importância dos modelos matemáticos para lidar com a complexidade e os desafios de cada matriz.

O presente trabalho busca explorar os modelos matemáticos utilizados no Brasil para o planejamento e operação do sistema elétrico, destacando suas contribuições para a gestão de uma matriz predominantemente hídrica e estabelecer comparações com países de diferentes configurações energéticas.

1.1 OBJETIVOS GERAIS

Analisar os modelos matemáticos utilizados na operação e planejamento do sistema elétrico brasileiro, ressaltando suas aplicações e limitações, além de estabelecer comparações com as matrizes energéticas, práticas de gestão de outros países e analisar o aumento de fontes renováveis intermitentes e os impactos causados.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho tem como objetivos específicos verificar os principais modelos matemáticos utilizados no Brasil, como NEWAVE, DECOMP, DESSEM e modelos auxiliares, descrevendo suas funções e interações no planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Busca também observar as diferenças entre as matrizes energéticas de países com predominância hídrica, como o Brasil e o aumento da utilização de fontes renováveis intermitentes. O Canadá-Quebec e a Noruega em relação àqueles com predominância térmica, como o Japão, a China e a Europa, avaliando como as condições naturais e estruturais influenciam nas escolhas das fontes energéticas e nos modelos matemáticos utilizados na previsão de carga e planejamento. A escolha dos países mencionados, foi para salientar matrizes predominantemente térmicas, o que se difere do Brasil e matrizes que utilizem mais fontes hídricas que o Brasil, mostrando contrapontos a serem observados.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil possui um grande sistema de geração e transmissão de energia elétrica, interligando todo o território nacional. O sistema dispõe de usinas hidrelétricas, eólicas, solares e térmicas; operadas por múltiplos proprietários e gerenciadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro subsistemas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e a maior parte da região Norte (N). A rede de transmissão facilita a transferência de energia entre os subsistemas, gerando sinergias e aproveitando a variabilidade dos regimes hidrológicos, os quais ocorrem devido a fatores climáticos, geográficos, sazonais e antrópicos.

O ONS é responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento dos sistemas isolados no Brasil, sob supervisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Fundado em 1998, o ONS é uma associação sem fins lucrativos que realiza estudos e ações para gerenciar diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, garantindo um fornecimento de energia elétrica contínuo e seguro. Seus objetivos são otimizar a operação do sistema ao menor custo possível, assegurar acesso não discriminatório à rede de transmissão e contribuir para a expansão econômica do SIN.

A capacidade de geração do SIN é majoritariamente composta por usinas hidrelétricas distribuídas em diversas bacias hidrográficas pelo país. Recentemente, houve um crescimento significativo na instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões nordeste e sul, aumentando sua importância no mercado. Usinas térmicas, geralmente situadas perto dos principais centros de carga, têm um papel estratégico essencial, pois são acionadas conforme as condições hidrológicas, permitindo uma gestão eficaz dos reservatórios de água das hidrelétricas. Os sistemas de transmissão conectam as diversas fontes de energia, garantindo o atendimento ao mercado consumidor de forma segura e econômica.

As operações de comercialização da energia elétrica dentro do SIN, são gerenciadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); que é uma entidade central no funcionamento e desenvolvimento do mercado de energia elétrica no Brasil. Fundada em 1999, a CCEE inicialmente operava sob o nome de Asmae (Administração do Serviço de Mercado Atacadista de Energia) e foi criada para integrar e gerenciar as operações de geração, distribuição, comercialização e

consumo de energia elétrica no país. A CCEE desempenha um papel crucial ao facilitar a negociação da energia elétrica, assegurando que a eletricidade chegue eficientemente às edificações. Ela atua como um ponto de encontro para todos os agentes do setor elétrico, incluindo geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, promovendo um ambiente de diálogo e evolução do mercado de energia.

2.1 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

O ONS desempenha um papel crucial na gestão e operação do SIN. Ele coordena uma vasta rede de relacionamentos com diversos organismos, agentes e instituições em várias esferas da sociedade brasileira.

Em relação às Agências Reguladoras, o ONS opera sob a supervisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que aprova seu orçamento anual e os Procedimentos de Rede. Além disso, colabora com a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Agência Nacional de Águas (ANA) em assuntos específicos.

O governo federal atua em conjunto com o ONS e o Ministério de Minas e Energia (MME) para implementar políticas do setor elétrico e participa do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para avaliar a segurança e a continuidade do fornecimento de energia. Também segue as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O ONS mantém contato com os Governos Estaduais e Municipais, colaborando com as Secretarias Estaduais de Energia e outros agentes locais, especialmente quando as decisões sistêmicas afetam a operação local do SIN.

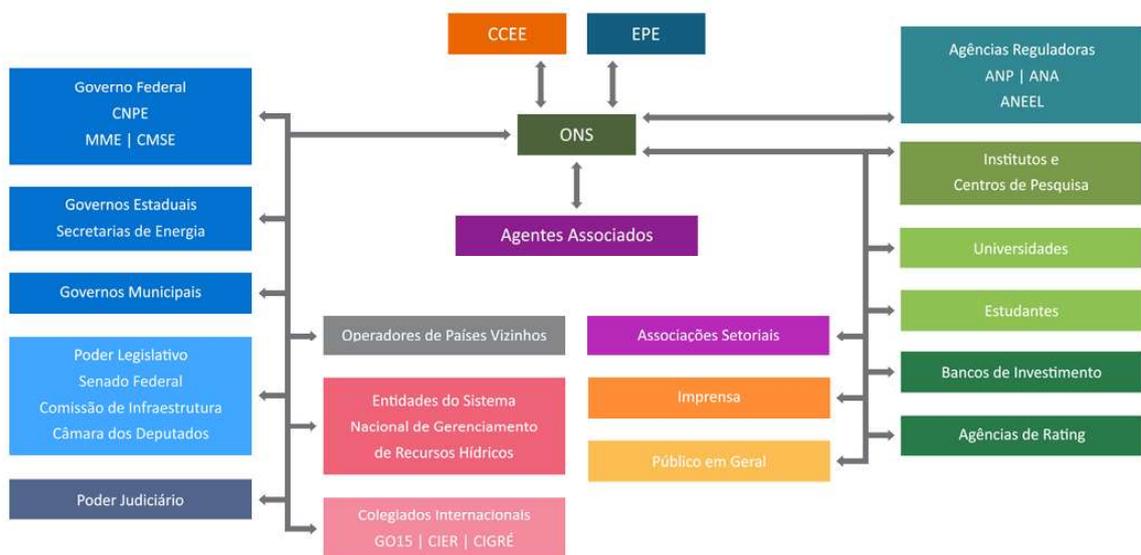
Em relação ao Poder Legislativo e Judiciário, o ONS fornece esclarecimentos ao Senado Federal e à Câmara dos Deputados sobre a oferta de energia e colabora, ocasionalmente, com o Poder Judiciário em questões legais relacionadas ao setor elétrico.

Os Agentes Associados e Setoriais interagem com o ONS seguindo os Procedimentos de Rede, mantendo contato regular com associações setoriais e participando de eventos técnicos. Além disso, colabora com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e com a CCEE, compartilhando informações e utilizando sistemas e bancos de dados conjuntos.

O ONS também participa de comitês de bacias e outros órgãos colegiados para a gestão dos recursos hidro energéticos, em parceria com a ANA e entidades do SINGREH (Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos).

Internacionalmente, o ONS participa de organizações como o GO15 e a CIER para trocar experiências e realizar trabalhos conjuntos. Mantém parcerias com universidades e centros de pesquisa para o desenvolvimento técnico de seus processos operacionais, e possui um programa de relacionamento com a imprensa para divulgar suas ações e avaliações sobre o fornecimento de energia. A Figura 1 ilustra os relacionamentos do ONS.

Figura 1 – Relacionamentos do ONS.



Fonte: ONS.

2.2 GERAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O mercado de energia elétrica no Brasil é dividido em quatro principais submercados, cada um com características e necessidades específicas, sendo eles: submercado norte, submercado nordeste, submercado sudeste e submercado sul.

O submercado norte é caracterizado pela predominância de fontes hidrelétricas e termelétricas. O submercado nordeste também possui grande capacidade hidrelétrica e térmica, além de um percentual significativo de energia eólica e solar. Ambas as regiões conseguem suprir a demanda local e injetar

eletricidade no SIN. Isso ocorre por haver maior geração de energia nas regiões frente a demanda necessária.

O submercado sudeste/centro-oeste, o maior do país, abrange estados como São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Sua matriz energética é diversificada, incluindo hidrelétricas (65,51%), termelétricas (26,55%), eólicas (0,02%) e solares(7,92%) segundo a análise feita pela CCEE em outubro de 2024. Essa região é a principal consumidora de energia elétrica do Brasil e, portanto, precisa importar energia elétrica de outras regiões para suprir sua demanda.

Por fim, o submercado sul destaca-se pela geração hidrelétrica e crescente presença de energia eólica. Sua energia atende principalmente à demanda local, com intercâmbios para outras regiões, como ocorre na região norte e nordeste.

Todos esses submercados operam de forma integrada pelo SIN, permitindo o fluxo de eletricidade entre as regiões, conforme a necessidade e disponibilidade de geração. O ONS coordena essa operação para garantir o fornecimento seguro e eficiente de eletricidade em todo o país. Há também a importação de energia proveniente do Paraguai, isso ocorre pela Usina Hidrelétrica de Itaipu, a qual possui contrato com o Brasil para negociação de 50% da energia gerada pela usina, garantido pelo Tratado de Itaipu assinado em Brasília em 26 de abril de 1973. O mesmo ocorre na Usina Hidrelétrica de Garabi-Panambi, que interliga energeticamente o Brasil e a Argentina.

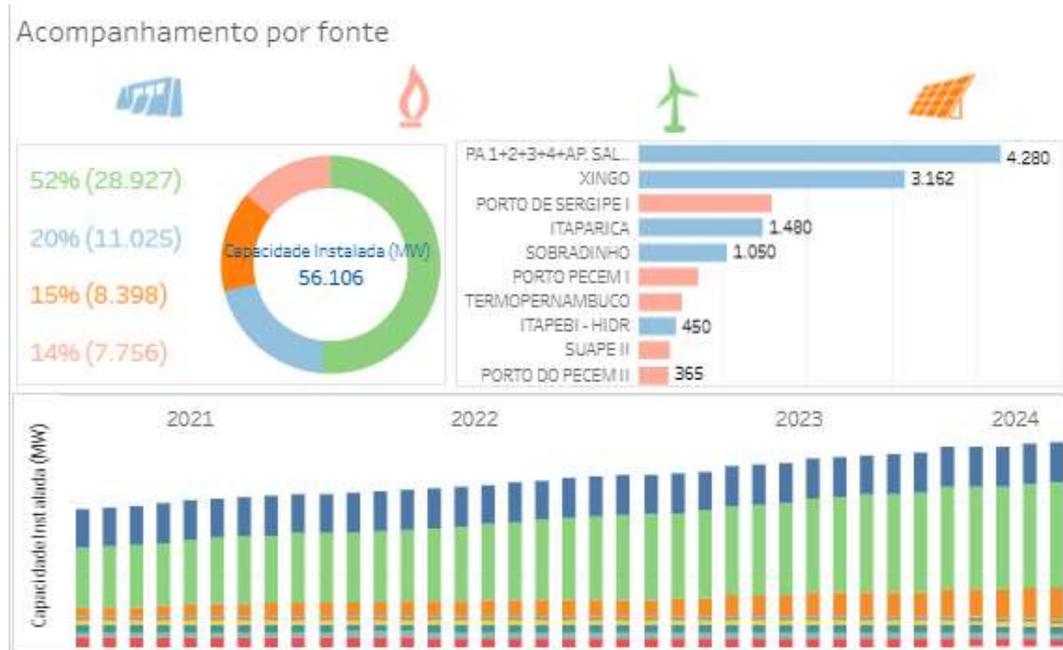
O Quadro 1 mostra a contribuição de armazenamento das bacias em cada submercado.

Quadro 1 – Contribuição de Armazenamento das Bacias Hidrográficas para cada Submercado, IPDO 03/06/2024.

BACIA	SUBMERCADO			
	SE/CO	S	NE	N
PARANAÍBA	37,79%	---	---	---
GRANDE	25,37%	---	---	---
TIETÊ	4,95%	---	---	---
PARANAPANEMA	4,00%	0,39%	---	---
PARANÁ	1,90%	---	---	---
PARAÍBA DO SUL	4,70%	---	---	---
PARAGUAI	0,22%	---	---	---
DOCE	0,01%	---	---	---
JEQUITINHONHA	1,03%	---	2,05%	---
IGUAÇU	---	49,13%	---	---
JACUÍ	---	14,51%	---	---
URUGUAI	---	34,37%	---	---
CAPIVARI	---	1,60%	---	---
SÃO FRANCISCO	1,22%	---	96,14%	---
PARNAÍBA	---	---	0,68%	---
PARAGUAÇU	---	---	1,13%	---
TOCANTINS	18,13%	---	---	97,73%
AMAZONAS	0,69%	---	---	2,27%

O Quadro 1 expressa que o submercado Sudoeste/Centro Oeste (SE/CO) contém 12 bacias que contribuem para o armazenamento, sendo Paranaíba a bacia que é responsável por 37,79%, o que mostra a importância dessa bacia para geração de energia na região. E o submercado NE dispõe de praticamente 3 bacias para o seu armazenamento hídrico. Sendo um submercado que tem sua produção de energia majoritariamente eólica.

Figura 2 – Dados de geração do Submercado NE de 04/24 fornecido pela CCEE.



Fonte: CCEE

O submercado NE possui 1.309 usinas registradas na CCEE com capacidade instalada de 56.106MW e garantia física apurada de 24.239MWh.

2.2.1 Usinas Hidrelétricas

A ANA define hidrelétricas como:

"Hidrelétrica é um complexo arquitetônico, um conjunto de obras e de equipamentos voltados à geração de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico. A ANEEL adota três classificações para hidrelétricas: Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) (com mais de 30 MW)" (ANA, 2024).

A obtenção de energia elétrica a partir da quantidade de água armazenada nos reservatórios depende diretamente dos índices pluviométricos e da maneira como os despachos de usinas hidrelétricas ocorrem. Como as hidrelétricas são a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil, chegando a ser responsável por quase 60% da produção, os níveis de armazenamento de água implicam no preço da energia tanto para o consumidor cativo, quanto para o consumidor livre.

Para o consumidor cativo; que se refere ao consumidor que não pode optar por negociar o preço da energia, e deve ter seu fornecimento diretamente da distribuidora local, existem as bandeiras tarifárias, que são alteradas relacionando a necessidade de acionar as usinas térmicas devido ao baixo nível de armazenamento de água nos reservatórios, como ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Bandeiras Tarifárias.

Bandeira verde	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;	
Bandeira amarela	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,343 para cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos;	
Bandeira vermelha Patamar 1	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,169 para cada 100 quilowatts-hora kWh consumidos;	
Bandeira vermelha Patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,243 para cada 100 quilowatts-hora kWh consumidos.	

Desde 2021 não houve alterações notáveis na capacidade instalada das usinas hidrelétricas brasileiras, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 – Acompanhamento Hídrico Brasileiro.



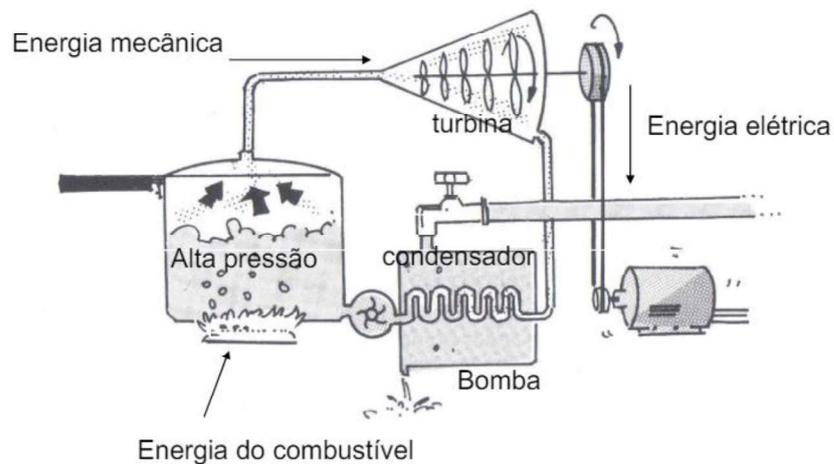
Fonte: CCEE.

A usina hidrelétrica de Itaipu é considerada uma usina de despacho obrigatório por ter potência instalada acima de 30MW, é a maior usina hidrelétrica do Brasil e uma das maiores do mundo. Sendo responsável por aproximadamente 12% da geração nacional dentre 968 usinas hidrelétricas.

2.2.2 Usinas Termoelétricas

As usinas termelétricas são instalações que produzem energia elétrica a partir da queima de combustíveis fósseis em caldeiras. Esse processo pode ser observado na Figura 5, onde ocorre a queima de um combustível fóssil para gerar calor e transformar a água em vapor em alta pressão, o qual gira uma turbina que aciona o gerador elétrico. O vapor é condensado e é transferido o resíduo gerado pela queima do combustível para um ciclo independente da refrigeração da água.

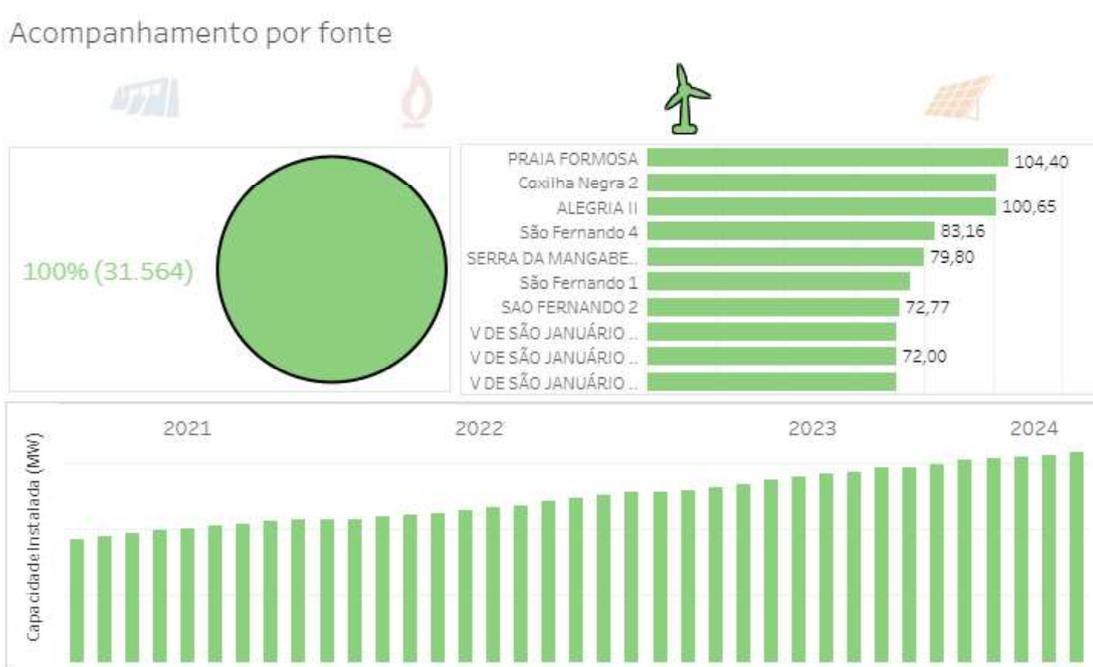
Figura 5 – Geração Térmica.



2.2.3 Usinas Eólicas

As usinas eólicas geram energia a partir do deslocamento de massas de ar. A força do vento rotaciona as hélices dos aerogeradores, que acionam uma turbina e geram eletricidade. Os parques eólicos estão situados basicamente no submercado Sul e Nordeste, por ter melhor aproveitamento eólico. As hélices dos aerogeradores têm o comprimento de uma asa de avião e a torre pode medir 260 metros de altura como é o caso da HALIADE-X da GE Wind Energy (MORAES, 2019). As usinas eólicas com maior potencial de geração no Nordeste são PRAIA FORMOSA E ALEGRIA II e ao Sul Conxilha Negra 2, os potenciais instalados estão indicados na Figura 6.

Figura 6 – Geração eólica total de 04/2024.

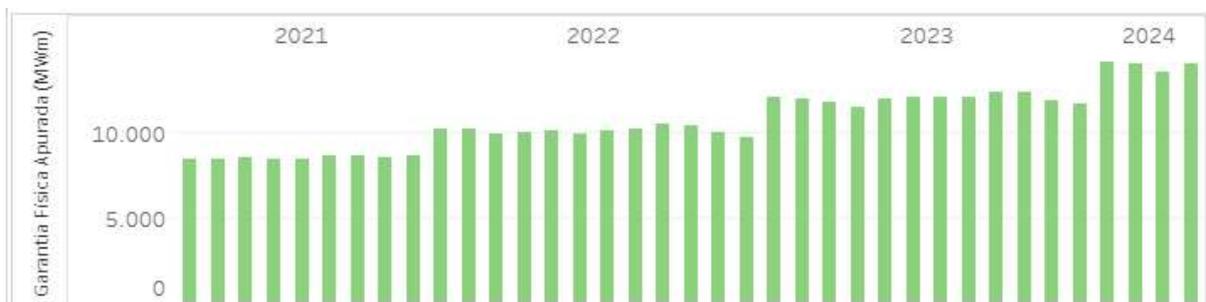


Fonte: CCEE

Pode ser notado um aumento da capacidade instalada de 18.600MW em abril de 2021 para 31.564MW em abril de 2024. O crescimento de quase 60% fez com que hoje a geração eólica componha 15% da geração de energia no Brasil.

A garantia física apurada acompanhou a capacidade instalada das usinas no período de 2021 até 2024, conforme indicado na Figura 7, mostrando a inserção na modalidade de geração de energia eólica no mercado.

Figura 7 – Garantia Física Apurada.



Fonte: CCEE

2.2.4 Usinas Solares

A energia proveniente da radiação solar pode ser aproveitada de duas principais maneiras. A primeira é através de coletores solares térmicos, que

transferem o calor da radiação solar para a água, utilizada em chuveiros, torneiras e outros fins domésticos ou industriais. A segunda forma é por meio de módulos fotovoltaicos, nos quais a radiação solar interage com materiais semicondutores, como o silício, gerando eletricidade. De 2021 a 2024, o aumento dos estudos e investimentos nessa área resultou em um crescimento significativo da geração de energia solar, como pode ser observado na Figura 8. Durante esse período houveram normativas implementadas que também impulsionaram o crescimento, a resolução ANEEL nº 1.000/2021 que simplificou a conexão de micro e de minigeradores solares à rede elétrica e a resolução ANEEL nº 1.098/2024 que definiu novas regras do autoconsumo local e a inversão de fluxo de energia, facilitando a integração dos sistemas de geração solar.

Figura 8 – Capacidade Instalada de Geração Solar no SIN.



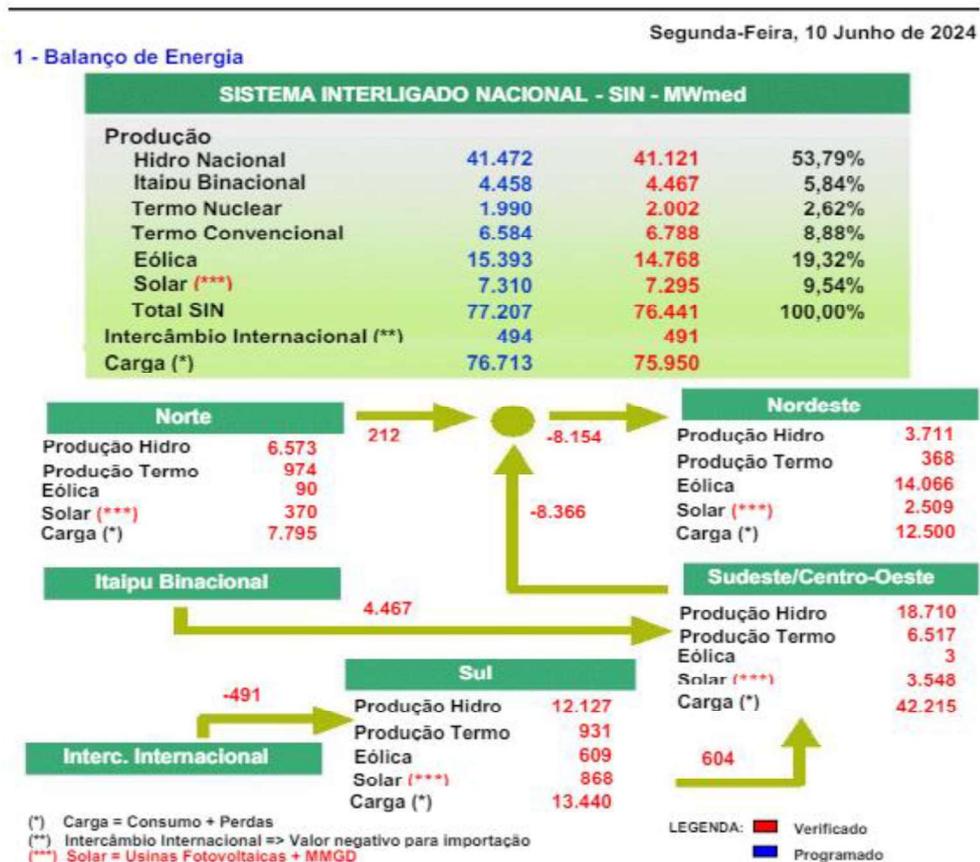
Fonte: CCEE

A energia solar é uma das gerações que cresceram demasiadamente nos últimos 3 anos, indo de 4,6 GW em setembro de 2021 para 14GW em setembro de 2024.

2.3 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

O Custo Marginal de Operação (CMO), é um valor divulgado pelo ONS referente ao custo próximo para produzir 1MWh de energia. Essa produção é baseada nos despachos das usinas. O ONS trabalha pensando no custo atual e custo futuro; a função de custo futuro é usada para avaliar o custo esperado das decisões operacionais atuais em termos de impactos futuros. Visto que é feito um balanço, para que o CMO seja o mais baixo possível, considerando os reservatórios de água hoje e como eles ficarão no futuro caso seja escolhido despachar uma usina hidrelétrica ao invés de acionar uma usina térmica. Esses cálculos requerem bastante processamento de dados por existir diversos parâmetros que são computados nos modelos matemáticos. Todos os dias o ONS fornece o Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) referente ao dia anterior, apresentado na Figura 9; nesse documento há os valores programados para as operações de despacho de usina que estão evidenciados em azul e os valores verificados que estão evidenciados em vermelho.

Figura 9 – IPDO 10/06/2024.



Fonte: ONS.

Podemos notar que os valores programados e verificados são próximos, o que indica boa previsibilidade dos modelos matemáticos utilizados. Sendo eles um dos mais utilizados o modelo NEWAVE, DECOMP e DESSEM que serão abordados posteriormente.

2.4 MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DÉFICITS

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) é uma ferramenta utilizada no mercado de energia para unir o mundo físico e o mundo contratual do mercado, balanceando a energia contratada com a energia efetivamente consumida ou produzida. Esse mecanismo é crucial para garantir que não tenha excesso ou falta de energia. A proposta é que os agentes cadastrados na CCEE possam vender o excedente de energia ou comprar a energia faltante.

2.5 MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES

O Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) é uma ferramenta utilizada no mercado de energia que possibilita os geradores de energia, poderem vender o excedente de energia produzido e não contratado. Sendo fundamental para que não haja desperdício da energia gerada. Esses montantes excedentes podem ser vendidos em leilões de venda de excedentes de energia ou no mercado de curto prazo, conhecido como mercado Spot (Regras de Comercialização, 2023, p. 5).

2.6 PREÇO DA LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Preço da Liquidação das Diferenças, conhecido por PLD, é estabelecido pela CCEE e representa o valor da energia no mercado de curto prazo, onde são ajustadas as diferenças entre a energia contratada e a energia gerada ou consumida. Calculado semanalmente para diferentes patamares de carga e submercados, o PLD é baseado em fatores como oferta, demanda e condições hidrológicas. Ele serve como um sinal econômico para incentivar a eficiência no consumo e geração de energia, refletindo situações de escassez ou abundância. O PLD impacta contratos

de curto prazo e está sujeito a limites estabelecidos pela ANEEL para evitar volatilidades excessivas, sendo essencial para o balanço energético no Brasil e a estabilidade do mercado.

3 MODELOS MATEMÁTICOS

Para a previsão de geração e despacho das usinas, o ONS utiliza principalmente três modelos matemáticos para a otimização do planejamento e programação das operações. São eles: NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Os modelos são continuamente aprimorados pelo CEPEL e pelo ONS, que trabalham juntos para incorporar novas técnicas de otimização e simulação, bem como atualizar os dados de entrada com informações mais recentes e precisas.

No planejamento e operação do SIN, o horizonte de estudo segue uma abordagem com análises mais amplas, com cenários de anos, voltadas em decisões estratégicas, como expansão da geração e da transmissão. Depois, as análises consideram períodos de meses a anos, com o foco em planejar a operação do sistema, considerando a sazonalidade, como períodos de chuvas e secas. Por fim, em períodos de semanas ou dias, o planejamento se concentra em ajustar a operação do sistema com base em previsões mais detalhadas de demanda e disponibilidade hídrica.

Já o detalhamento segue uma lógica oposta, como ilustrado na Figura 10; os modelos mais simplificados são as análises feitas com relações anuais, como o NEWAVE. Conforme o horizonte de análise se aproxima de semanas ou dias, são incluídos aspectos operacionais específicos, como a operação horária das usinas, restrições hidráulicas e elétricas, como nos modelos DECOMP e o DESSEM.

Figura 10 – Detalhamento e horizonte de estudo



Fonte: CCEE

O modelo NEWAVE estabelece o planejamento da operação, oferecendo uma visão abrangente e estratégica sobre a utilização dos recursos energéticos ao longo do tempo. Ele gera diretrizes que servem de base para o modelo DECOMP, responsável por realizar o planejamento de 2 a 6 meses. O DECOMP utiliza as saídas do NEWAVE, que proporcionam uma perspectiva macro das decisões operacionais de longo prazo como ilustrado na Figura 11. Com essas diretrizes, o DECOMP executa ajustes operacionais mais precisos e detalhados para os períodos de curto e médio prazo.

Figura 11 – Fluxo dos modelos abordados.



Fonte: CCEE

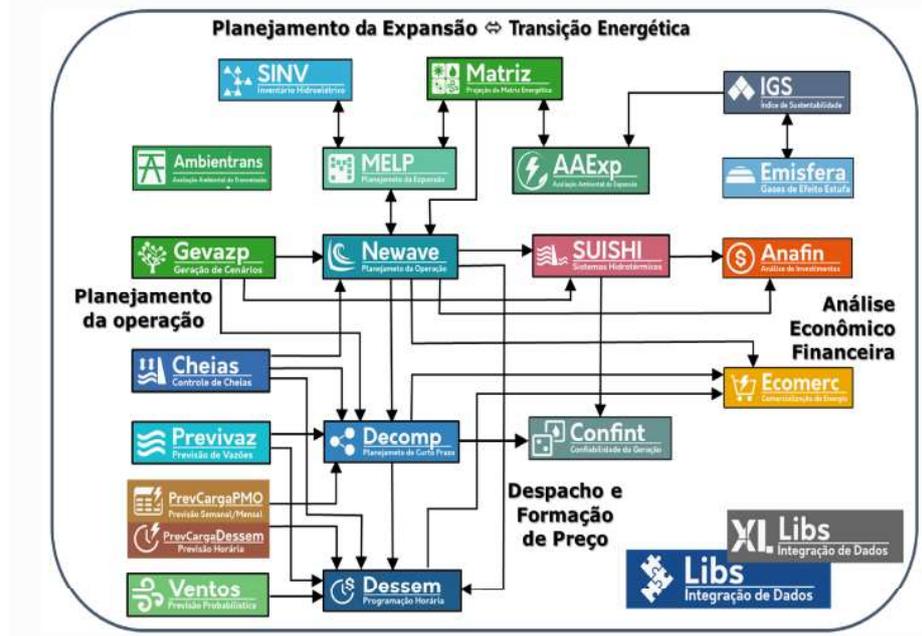
As decisões resultantes do DECOMP são, então, aprimoradas pelo modelo DESSEM, que opera em programações diárias. O DESSEM é alimentado pelas saídas do DECOMP, que orientam as decisões operacionais para uma escala semanal. A partir disso, o DESSEM refina essas decisões para otimizar o uso da energia de hora em hora ou de dia para dia, considerando as variações momentâneas na demanda e na oferta de energia.

3.1 MODELO NEWAVE

O modelo NEWAVE é uma ferramenta computacional utilizada para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos no Brasil (CEPEL, 2024). Ele é um dos principais modelos utilizados pelo ONS e pela EPE para a gestão da operação do sistema elétrico brasileiro. O objetivo do modelo NEWAVE é determinar a política de operação de 5 anos para os sistemas hidrotérmicos, buscando minimizar os custos de operação e garantir a segurança no fornecimento de energia. Ele faz isso através da simulação da operação de reservatórios e usinas hidrelétricas, considerando as incertezas hídricas e a variabilidade dos fluxos de água que chegam aos reservatórios.

Sendo um dos modelos utilizados para a otimização energética do país, como mostra a Figura 12, que possibilita a definição dos planos coordenados de expansão e operação, em bases sustentáveis e considerando incertezas. Temas que serão abordados posteriormente.

Figura 12 – Fluxo dos modelos de otimização energética.

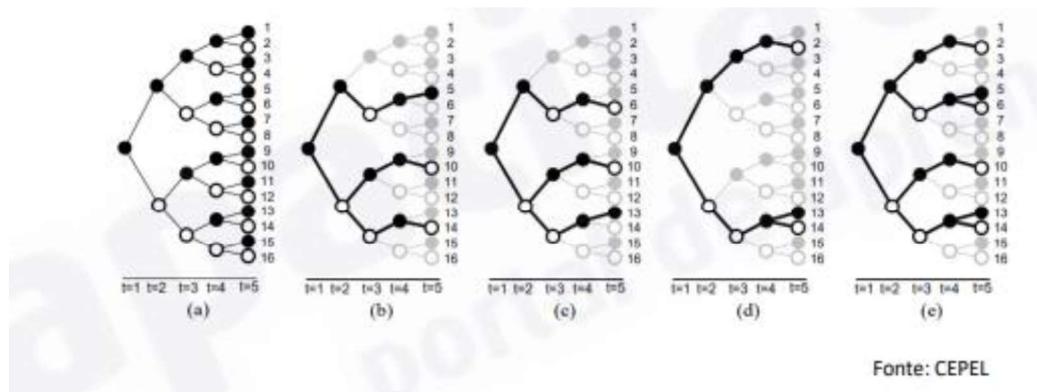


Fonte: CEPEL.

O modelo NEWAVE utiliza séries históricas de aflúências para simular diferentes cenários hídricos futuros. Essas séries são obtidas a partir de registros históricos de vazões dos rios e são analisados para prever como os reservatórios vão se comportar em diferentes condições climáticas. O modelo utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para resolver o problema de otimização. A PDDE basicamente divide o problema em horizontes temporais, os associa as incertezas em análise, como aflúências das águas, demanda de energia e preços futuros, assim resolve os subproblemas ajustando aproximações de custo futuro até que seja convergido a uma solução ótima. Assim permite que seja considerado as incertezas para definir a melhor política de operação dos reservatórios.

A incerteza ao longo do horizonte de planejamento da operação energética é representada por uma árvore de cenários, gerada através da discretização da variável aleatória de interesse, como mostra a Figura 13.

Figura 13 – Reamostragem de cenários.



Para ampliar a cobertura da árvore de cenários, utiliza-se a reamostragem de cenários ao longo das iterações da PDDE. A cada iteração, novos cenários são sorteados para serem explorados durante a simulação e ao adotar a reamostragem de cenários, é possível percorrer uma parte maior da árvore completa de cenários, o que permite uma maior aproximação do ponto ótimo no problema de planejamento da operação energética.

A política de operação é uma regra que define como os recursos hídricos e térmicos devem ser utilizados em cada cenário de afluência. O modelo NEWAVE calcula essa política buscando minimizar o custo esperado de operação, considerando os riscos de déficit de energia e custo de geração térmica.

O modelo NEWAVE é essencial para o planejamento energético do Brasil, por ser um país o qual a matriz elétrica é predominantemente hidrelétrica. O modelo ajuda a planejar a operação dos reservatórios de forma a garantir o atendimento da demanda de energia com o menor custo possível, avaliar o impacto de diferentes cenários hidrológicos sobre a segurança energética e definir diretrizes para a expansão do sistema elétrico, indicando a necessidade de novos investimentos em geração e transmissão.

Um dos principais desafios do NEWAVE é lidar com a incerteza hidrológica, que pode ser bastante elevada. A variabilidade climática e eventos extremos, como secas severas, exigem constantes aprimoramentos no modelo para garantir que ele continue fornecendo previsões precisas e confiáveis. O CEPEL e o ONS trabalham continuamente para melhorar o modelo, incorporando novas técnicas de otimização e simulação, e atualizando as séries históricas de afluências com dados mais recentes e precisos.

3.2 MODELO DECOMP

O modelo DECOMP é uma ferramenta computacional utilizada para o planejamento da operação considerando intervalos semanais e mensais para o despacho e afluências estocásticas, sendo amplamente utilizado pelo ONS e pela EPE para a gestão da operação do sistema elétrico brasileiro. O modelo permite o detalhamento individualizado das usinas hidroelétricas, tanto na representação do consumo e defluência de água em sua cascata, quanto na modelagem de geração através de função não linear de alta acurácia à realidade do despacho.

Semelhante ao modelo NEWAVE ao considerar as incertezas hidrológicas e de demanda através da técnica de PDDE, a diferença é que o modelo DECOMP opera com um horizonte temporal mais curto e com detalhamento maior das restrições; como limites máximos e mínimos de geração das usinas, limites da capacidade máxima das linhas de transmissão e fluxo máximo permitido, além de características operacionais das usinas.

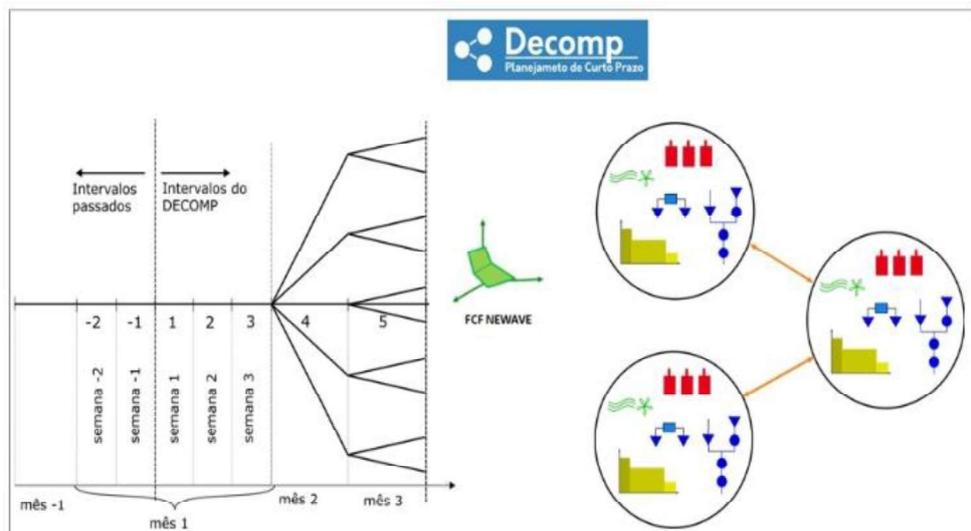
O modelo trabalha com uma representação detalhada do sistema elétrico, incluindo os reservatórios, usinas hidrelétricas e térmicas, interligações de transmissão e demandas regionais. Ele considera a operação diária e semanal das usinas, a programação de manutenções, a gestão dos reservatórios e os intercâmbios de energia entre regiões. O modelo DECOMP utiliza séries históricas de afluências e previsões meteorológicas para simular diferentes cenários hídricos e otimiza a operação das usinas. Ele calcula a melhor política de despacho de geração, alocando a geração entre usinas hidrelétricas e térmicas de forma a minimizar o custo total de operação e maximizar a segurança de abastecimento.

Um dos desafios enfrentados pelo modelo DECOMP é lidar com a alta variabilidade das condições hidrológicas e climáticas, que podem afetar significativamente a disponibilidade de recursos hídricos. Além disso, a complexidade

do sistema elétrico brasileiro, com sua grande extensão e interconexões regionais, exige um modelo robusto e preciso para garantir a operação segura e eficiente.

A decomposição do problema em subproblemas menores é uma abordagem eficiente que permite o tratamento em problemas estocásticos, nesse contexto, as incertezas futuras são representadas por uma árvore de cenários, onde cada nó corresponde a um estado possível do sistema, como por exemplo, um estado supõem um nível de armazenamento da usina hidrelétrica, após considerar vazões afluentes observadas nos meses anteriores e decisões de operação, a quantidade de água vertida ou turbinada; o estado em questão influencia decisões para os próximos períodos, como a quantidade de geração para atender à demanda, levando em conta as projeções futuras de afluência e demanda energética. A decomposição permite tratar cada nó separadamente, reduzindo a complexidade computacional e facilitando a obtenção de soluções otimizadas, como ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Árvore de cenários modelo DECOMP.

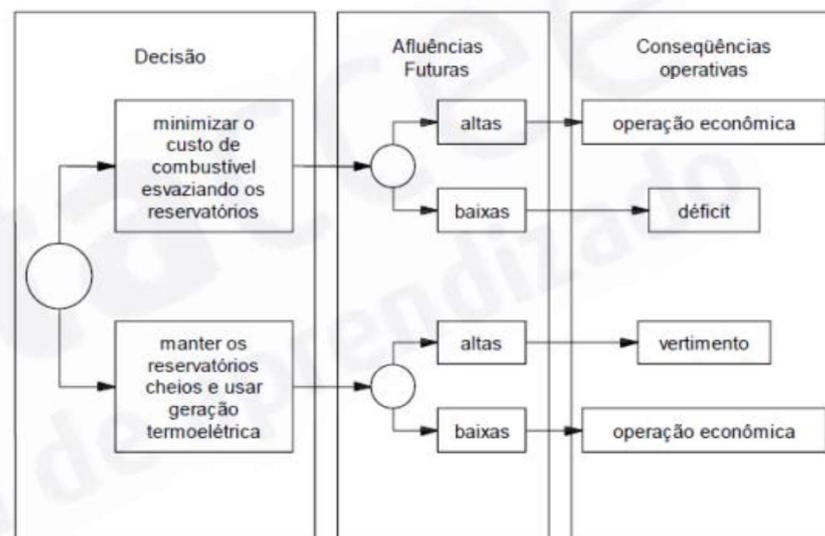


Fonte: Cepel

Utilizando a técnica de decomposição de Benders, esses subproblemas são resolvidos iterativamente por meio de sucessivos despachos econômicos, refinando progressivamente as estimativas dos custos futuros relacionados às decisões operacionais. A função de custo futuro desempenha um papel crucial, uma vez que estima o valor esperado dos custos operacionais da etapa subsequente até o final do horizonte de planejamento. Essa função permite que o modelo compare as vantagens entre o uso imediato dos recursos hídricos, por meio da energia turbinada, e a

preservação de água para uso futuro, ilustrado na Figura 15. Ao longo do horizonte de planejamento, o modelo DECOMP integra esses subproblemas, utilizando a função de custo futuro gerada pelo modelo NEWAVE, que considera tanto o planejamento de meses a anos para a operação de sistemas hidrotérmicos interligados (LOPES, 2004, p. 7).

Figura 15 – Análise para custo futuro.



Fonte: CCEE

A modelagem do sistema e da transmissão de energia envolvem diversos aspectos cruciais para o funcionamento eficiente do setor elétrico. Primeiramente, destacam-se os contratos de importação e exportação de energia com submercados externos, que são fundamentais para a gestão do intercâmbio energético entre regiões. Além disso, é necessário considerar as restrições elétricas especiais, que tratam das limitações de geração em determinados conjuntos de usinas, especialmente em pontos críticos do sistema elétrico que exigem maior atenção. Outro ponto importante é a representação da capacidade de transporte de energia entre os subsistemas, sendo o intercâmbio entre eles uma variável de decisão relevante.

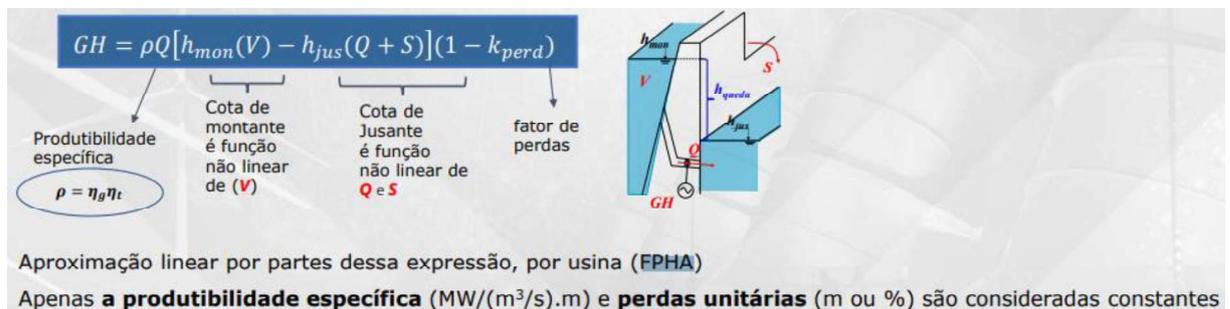
No que diz respeito à modelagem das usinas hidrelétricas, diversos fatores precisam ser considerados para garantir o balanço hídrico nos reservatórios ao longo de cada período e cenário. Isso inclui o tempo de viagem da água entre as usinas, a

evaporação nos reservatórios e a retirada de água para outros usos. Também é fundamental observar as restrições operacionais dos reservatórios, como os limites de deplecionamento mínimo e máximo, de armazenamento e de vazões afluentes e defluentes. Outro aspecto relevante é o volume de espera necessário para o amortecimento de cheias, que deve ser considerado na operação das usinas.

A produtividade das usinas hidrelétricas varia conforme a altura da queda d'água, sendo representada por uma Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA), indicada na Figura 16.

Esta função leva em consideração os impactos do armazenamento, turbinamento e vertimento na geração de energia. Além disso, a eficiência do conjunto turbina-gerador varia conforme a vazão e a altura da queda, enquanto as perdas hidráulicas também são influenciadas pela vazão turbinada. O cronograma de manutenção das usinas deve ser levado em conta, representado por taxas de indisponibilidade dos grupos turbina-gerador.

Figura 16 – Geração hídrica.



Fonte: Cepel.

No caso da modelagem das usinas térmicas, deve-se considerar a inflexibilidade na geração térmica, que envolve um valor mínimo de geração. Também é importante atender às restrições de despacho antecipado, especialmente para usinas a gás natural liquefeito (GNL) e outras fontes de energia.

3.3 MODELO DESSEM

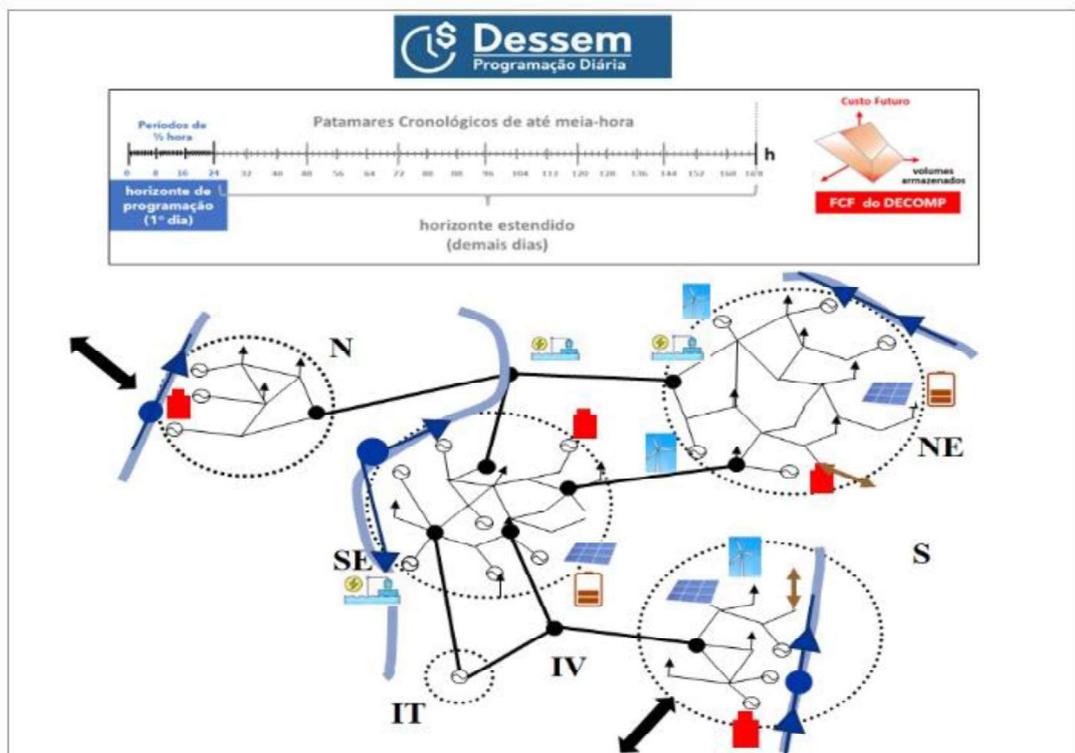
O modelo DESSEM é uma ferramenta computacional utilizada para o planejamento da operação em tempo real e intervalos de horas ou dias dos sistemas hidrotérmicos. Ele complementa os modelos NEWAVE e DECOMP, que cuidam do

planejamento de horizontes mais longos. O DESSEM é utilizado pelo ONS para a gestão da operação diária do sistema elétrico brasileiro (CEPEL, 2024).

O modelo oferece uma modelagem mais detalhada, considerando características específicas das usinas e restrições da rede elétrica em intervalos horários, sendo crucial para a operação em tempo real e cálculo do PLD horário, se diferenciando do DECOMP que tem uma resolução semanal e horizonte de semanas, além de usar o CMO semanal para direcionar estratégias semanais. O DECOMP serve como o intermediário entre o modelo NEWAVE e o despacho operacional detalhado do DESSEM.

O modelo DESSEM utiliza um modelo de otimização determinística para resolver o problema de planejamento diário. Ele trabalha com uma representação detalhada do sistema elétrico, incluindo os reservatórios, usinas hidrelétricas e térmicas, interligações de transmissão e demandas regionais, ilustrado na Figura 17. O modelo considera a operação horária das usinas, a programação de manutenções, a gestão dos reservatórios e os intercâmbios de energia entre regiões.

Figura 17 – Horizonte do modelo DESSEM.



Fonte: Cepel

O modelo DESSEM utiliza previsões de afluências e de demanda, além de dados meteorológicos atualizados, para simular diferentes cenários operacionais e otimizar a operação das usinas. Ele calcula a melhor programação de despacho de geração, alocando a geração entre usinas hidrelétricas e térmicas de forma a minimizar o custo total de operação e maximizar a segurança de abastecimento. Além disso, o modelo é capaz de responder rapidamente às mudanças nas condições operacionais, como variações inesperadas na demanda ou problemas nas unidades geradoras.

3.4 MODELO SUIISHI

O modelo SUIISHI (Simulação a Usinas Hidrelétricas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados) é um programa de simulação voltado para usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados, sendo utilizado para estudos de planejamento energético. Ele oferece modos de simulação: hidrotérmica, para o cálculo de energia firme, e para o cálculo de energia garantida (CEPEL, 2024).

No modo hidrotérmico, o SUIISHI utiliza a política de operação definida pelo modelo NEWAVE, que fornece funções de custo futuro mensais, permitindo a individualização das metas de geração por usina hidrelétrica. Isso possibilita análises dinâmicas, considerando variáveis como crescimento do mercado e a antecipação ou atraso da operação de novas unidades geradoras. O modo de cálculo de energia firme avalia a carga crítica e as energias firmes das usinas, sendo essencial para calcular a garantia física de novos empreendimentos hidrelétricos. Por sua vez, o modo de energia garantida calcula a carga crítica de um sistema hidrotérmico, seguindo critérios estabelecidos pela legislação brasileira.

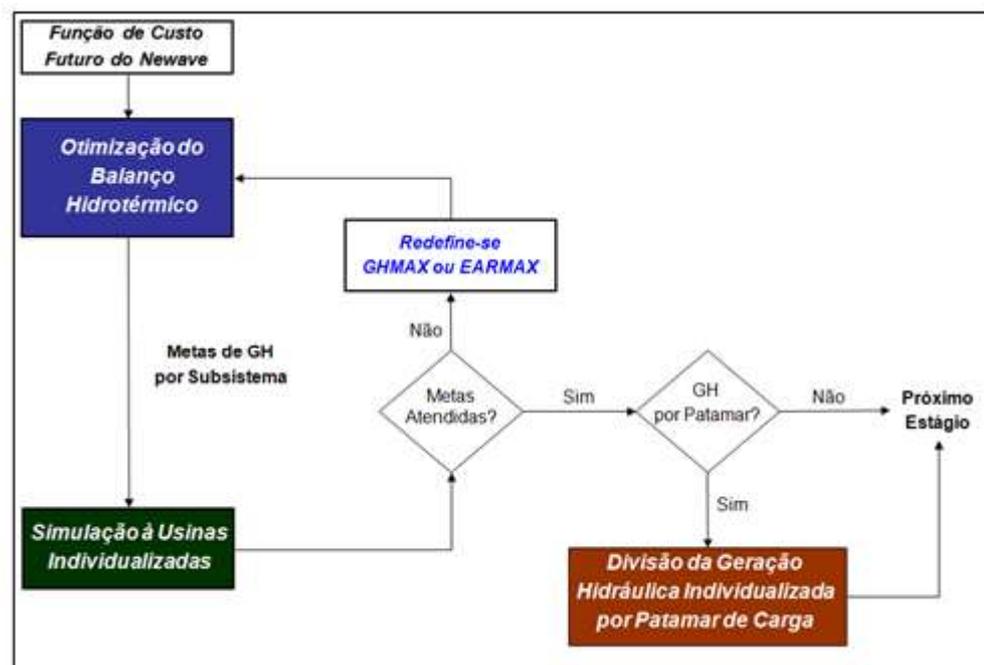
Os dados para as simulações do SUIISHI são, em grande parte, extraídos do modelo NEWAVE, sendo convertidos por um programa chamado CONVERSOR. A plataforma ENCAD facilita a visualização e edição desses dados.

O processo está ilustrado na Figura 18, iniciando com utilização de dados da função de custo futuro gerada pelo modelo NEWAVE, assim define o valor da água nos reservatórios e orienta as metas de geração hídrica por subsistema, depois ocorre a otimização do balanço hidrotérmico para utilizar os recursos hídricos e térmicos no intuito de atender à demanda de energia de forma eficiente, considerando as restrições operativas como a Geração Hídrica Máxima (GHMAX) e o Armazenamento

Máximo de Energia (EARMAX). A partir da otimização, afere-se as metas de geração hídrica por subsistema foram atendidas. Caso as metas forem atendidas, o modelo avança para individualização das usinas, caso contrário o processo retorna para a otimização do balanço.

Na próxima etapa, o modelo analisa se é necessário dividir a geração hídrica por patamares de carga (baixa, média ou alta). Se for necessário, a geração é distribuída para atender os diferentes níveis de demanda. Assim a simulação detalha a operação de cada usina hidrelétrica individualmente, considerando os limites hidráulicos e capacidades técnicas e por fim o processo avança para o próximo estágio.

Figura 18 – Fluxograma de funcionamento do modelo SUIISHI para Simulações Hidrotérmicas.



Fonte: Cepel.

Portanto, o modelo SUIISHI ocorre em duas etapas. A primeira etapa envolve a otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas equivalentes, definindo metas de geração hidráulica e térmica. A segunda etapa aloca essas metas entre as usinas, utilizando regras operativas, como a divisão dos reservatórios em faixas operativas e a priorização de enchimento e esvaziamento com base na produtividade acumulada das usinas.

O modelo pode simular até 15 subsistemas hidrotérmicos interligados, considerando restrições operativas e múltiplas séries hidrológicas em paralelo, o que permite a avaliação de índices probabilísticos de desempenho. Além disso, ele calcula a energia firme do sistema e a participação de cada usina, fornecendo informações valiosas para análises de confiabilidade e desempenho energético.

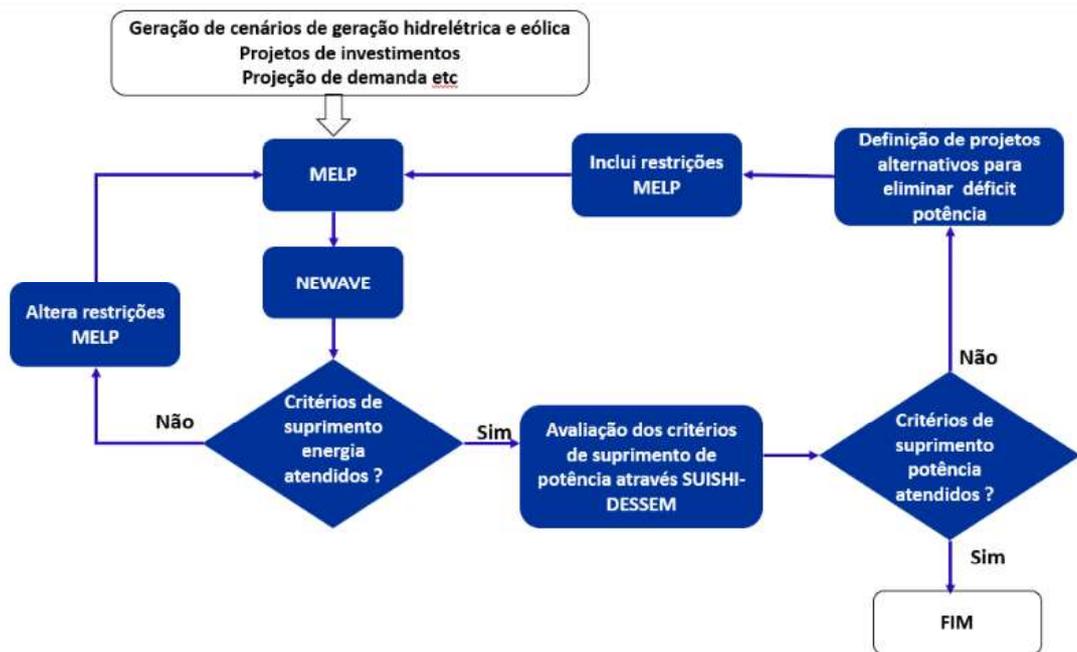
3.5 MODELO MELP

O MELP integra a cadeia de modelos energéticos do Cepel e foi projetado para aplicação em estudos de planejamento de longo prazo na expansão dos sistemas de geração elétrica e de gás natural, como nos planos nacionais e estaduais de energia, bem como em planos corporativos (CEPEL, 2024). O modelo foi utilizado na formulação do Plano Nacional de Energia 2030, desenvolvido pela EPE e pelo MME. Sua integração com o modelo NEWAVE ocorre por meio de um processo iterativo que aprimora o cronograma de expansão, considerando critérios de confiabilidade do suprimento energético.

O MELP estabelece, de maneira determinística ou estocástica, as estratégias de expansão dos sistemas de geração elétrica e de gás natural, interligados por usinas termelétricas a gás natural. Restrições socioambientais podem ser definidas pelo usuário.

O processo iterativo entre os modelos MELP, NEWAVE e DESSEM, como ilustrado na Figura 19, permite a análise da operação em períodos de menor duração e cenários com geração de fontes renováveis não controláveis. Isso possibilita uma avaliação mais precisa do atendimento à demanda, considerando a variabilidade dessas fontes e, se necessário, indicando projetos adicionais para unidades geradoras flexíveis, tecnologias de armazenamento e/ou interligações.

Figura 19 – Diagrama esquemático do processo iterativo MELP-NEWAVE-DESSEM.



Fonte: Cepel.

O fluxograma inicia com a geração de cenários de geração hidrelétrica e eólica, projetos de investimento e projeções de demanda, informações as quais são utilizadas como entrada no modelo MELP, que examina a expansão necessária do sistema elétrico, considerando crescimento de demanda, restrições da rede de transmissão e os investimentos previstos. O MELP estabelece as alternativas de expansão de geração e transmissão ao longo de um horizonte de planejamento de longo prazo.

Com base nos resultados do MELP, o modelo NEWAVE é utilizado para realizar a otimização energética, definindo estratégias operativas e certificando que o suprimento de energia terá capacidade de atender a demanda. Se os critérios de suprimento de energia forem atendidos, o fluxo avança para a avaliação dos critérios de suprimento de potência, realizadas por meio dos modelos SUISHI e DESSEM. Caso contrário, é necessário definir projetos alternativos para eliminar o déficit de potência, assim são feitas alterações nas restrições do MELP, como inclusão de novos projetos de expansão, reforços de transmissão. Os projetos são inseridos como novas

restrições no MELP, o processo é reiniciado e quando os critérios de suprimento de potência são atendidos o processo é encerrado.

3.6 MODELO GEVAZP

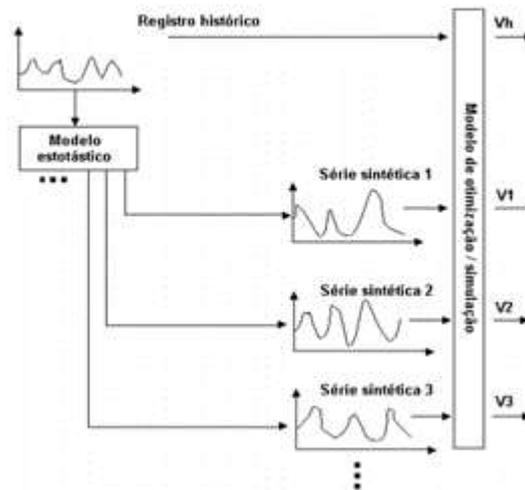
Para auxiliar no planejamento e expansão do sistema hidrotérmico é fundamental a coordenação da geração de energia nas usinas hidrelétricas e termoelétricas; onde se deve considerar restrições hidráulicas e elétricas, além da demanda do sistema. A incerteza nas afluições naturais dos reservatórios infere a um problema estocástico, sendo necessário a criação de cenários sintéticos para as vazões e energias das usinas.

Esse cenário necessita de estudos energéticos, para que sejam avaliados os critérios probabilísticos. Segundo o CEPEL o modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões (GEVAZP), foi desenvolvido para criar uma árvore de cenários de afluições que são considerados nos problemas de otimização estocástica, assim gerar séries de vazões hidrológicas. O modelo representa o comportamento hidrológico e auxilia no planejamento e operação do SIN.

O processo inicia com o registro histórico de vazões, os dados são utilizados como base para o modelo estocástico, que gera as séries sintéticas de vazões. O modelo estocástico usa técnicas probabilísticas para replicar as características estatísticas dos dados históricos, como correlações temporais, médias e variâncias, construindo séries sintéticas. As séries representam possíveis cenários do comportamento hidrológico futuro, preservando características principais observadas do regime hidrológico.

As séries sintéticas geradas são utilizadas como entradas em modelos de otimização e simulação com o NEWAVE, então os modelos calculam os volumes de energia associados às vazões, representados na Figura 20 por V1, V2 e V3 e os volumes históricos, representados também na Figura 20, por Vh. Assim é possível considerar como diferentes cenários hidrológicos implicam no desempenho do sistema elétrico.

Figura 20 – Geração de séries sintéticas com modelo estocástico.



Fonte: Cepel.

O modelo, desde 2021, incorporou uma metodologia para criar séries sintéticas mensais de vento e produção eólica, correlacionadas com as aflúências hidrelétricas. Utilizando séries históricas hidrológicas e modelos estocásticos, como os autorregressivos periódicos (PAR), ele gera cenários que assemelham as características estatísticas originais, importantes para o planejamento da operação energética do sistema brasileiro, predominantemente hidráulico.

Na modelagem, são utilizadas técnicas de amostragem seletiva e dados macroclimáticos para garantir uma representação fiel das condições hidrológicas e ventos mensais, através de distribuições Weibull. O GEVAZP oferece também uma interface gráfica para facilitar o uso, importação e análise de dados e a criação de relatórios.

3.7 MODELO MATRIZ

O modelo computacional de projeção de MATRIZ, criado pelo Cepel, é utilizado em estudos de planejamento para a expansão de longo prazo do sistema energético brasileiro, incluindo planos nacionais, estaduais e corporativos.

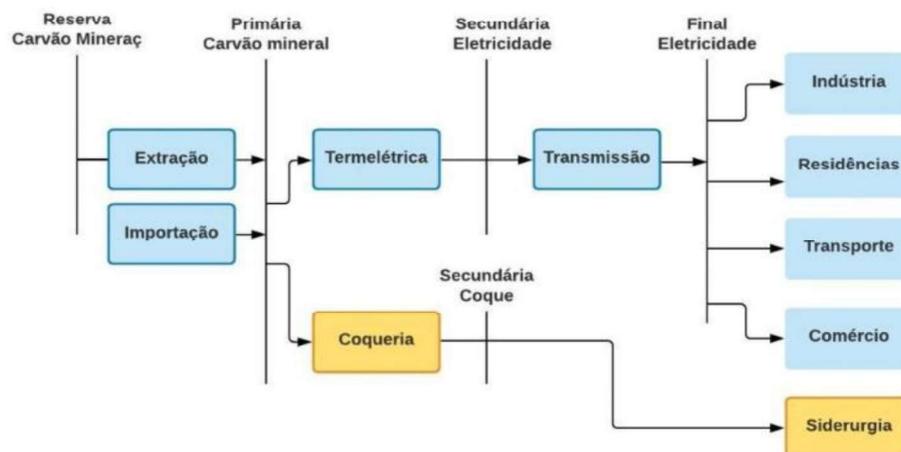
O MATRIZ é um modelo com grande representação de tecnologias, permitindo mapear todo o fluxo de energia, desde as reservas primárias até o ponto de consumo, abrangendo diferentes etapas e tipos de energia (primária, secundária, final e útil). Em cada etapa, as diversas formas de energia são transformadas por meio

de tecnologias específicas. As demandas energéticas podem ser atendidas tanto em termos de energia final quanto de energia útil.

A metodologia do modelo demonstra que as tecnologias de uma cadeia energética consomem e transformam formas de energia, representadas por coeficientes constantes. Tecnologias de extração consomem reservas; tecnologias de importação não consomem formas de energia, enquanto tecnologias de exportação não produzem formas de energia. Para cada tecnologia, o modelo define variáveis de expansão e operação.

Normalmente, as tecnologias são agrupadas em diferentes categorias: extração de energia primária, transformação de energia primária em energia secundária, transporte e distribuição de energia e, finalmente, transformação da energia secundária em energia final. Além disso, tecnologias de importação e exportação de energia também são consideradas no sistema. Como exemplo, uma cadeia de energética simplificada de carvão ilustra esse fluxo de transformação na Figura 21.

Figura 21 – Cadeira resumida do carvão mineral.



Fonte: Cepel.

O modelo MATRIZ organiza o planejamento energético em períodos definidos pelo usuário, cada um representado por um ano inicial e final. Em cada intervalo, o modelo avalia a capacidade dos equipamentos existentes e calcula a expansão necessária para atender à demanda projetada, considerando possíveis variações sazonais e diurnas de demanda e de capacidade tecnológica.

O usuário pode impor limites de expansão e operação para cada tecnologia e modelar relações de dependência entre elas. Com isso, o MATRIZ busca minimizar o custo total ao longo do horizonte, contabilizando custos anuais de investimento, operação, importação de energia, combustíveis e penalidades. Desenvolvido em FORTRAN com o pacote de otimização CPLEX/IBM, o modelo contou com a participação do MME.

3.8 PRAGRAMA ANAFIN

O programa ANAFIN foi desenvolvido e aprimorado pelo Cepel e conta com a colaboração de empresas do grupo Eletrobras e de instituições de ensino, com as quais o Cepel realiza pesquisas voltadas ao aprimoramento das metodologias utilizadas. O programa tem como objetivo principal fornecer suporte na tomada de decisões de investimento em projetos de geração e transmissão de energia elétrica, abordando adequadamente as incertezas dos processos. Atualmente o modelo está sendo usado para avaliar e monitorar a viabilidade econômica das principais tecnologias de geração utilizadas no setor elétrico brasileiro, como empreendimento eólicos, solares fotovoltaicos, hidrelétricos e termoeletrônicos, que utilizam diferentes fontes, incluindo gás natural, carvão, óleo e biomassa.

O projeto de geração e transmissão é analisado pelo ANAFIN, fazendo uma análise determinística, que realiza o cálculo do fluxo de caixa com base em cenários para as variáveis de maior impacto, gerando indicadores de viabilidade econômica, como: Valor Presente Líquido (VPL) que calcula o valor atual dos fluxos de caixa futuros descontados a uma taxa de retorno específica; a Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero; o *Payback* Descontado indica o período necessário para recuperar o investimento inicial com os fluxos de caixa descontados; o Preço de Equilíbrio mostra o valor mínimo para o preço da energia que garante a remuneração do capital investido conforme os custos de oportunidade; o Investimento de Equilíbrio define o montante máximo de investimento que o projeto pode suportar para garantir a remuneração dos acionistas; a Alavancagem de Equilíbrio determina o nível máximo de alavancagem que assegura o cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida exigido pelo financiador; e a Alavancagem de Equilíbrio e o Custo Nivelado da Energia (LCOE) incorpora o

custo unitário da energia, incluindo investimentos, despesas operacionais e remuneração de capital ao longo da vida útil do projeto.

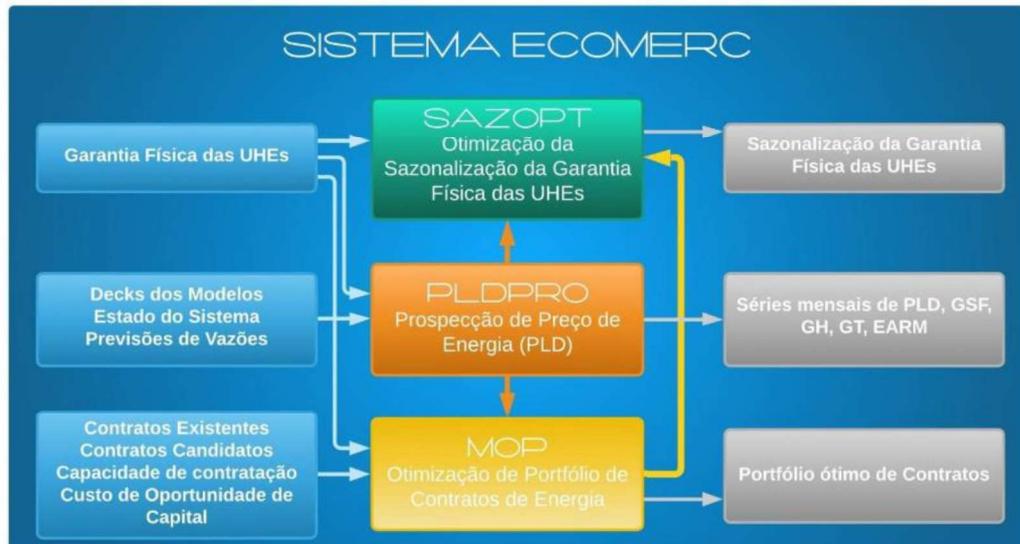
Já o módulo probabilístico permite uma análise mais detalhada das incertezas, considerando a variação nos preços de energia no mercado e na geração do empreendimento. Essas incertezas podem ser abordadas por meio da interação do ANAFIN com modelos energéticos do Cepel, como NEWAVE e SUISHI, ou com simulações estatísticas, como a Simulação de Monte Carlo. Dessa forma, são obtidos indicadores probabilísticos da viabilidade econômica, como a média da distribuição dos VPLs e a probabilidade de o projeto não atingir um VPL positivo.

3.9 MODELO ECOMERC

O ECOMERC é um sistema de suporte à decisão desenvolvido para resolver questões relacionadas à comercialização de energia elétrica. No núcleo desse sistema está o módulo PLDPro, que realiza projeções de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e de outras variáveis operacionais hidrotérmicas essenciais para a solução de diversos problemas no setor de comercialização. As séries geradas pelo PLDPro são automaticamente integradas aos demais módulos do sistema, que abordam questões específicas da comercialização de energia (CEPEL, 2024).

O ECOMERC é composto por três módulos interconectados: o PLDPro, responsável pela prospecção dos preços de energia elétrica; o SAZOPT, que realiza a otimização da sazonalização da garantia física das usinas hidrelétricas; e o MOP, destinado à otimização do portfólio de contratos de energia elétrica, como ilustrado na Figura 22.

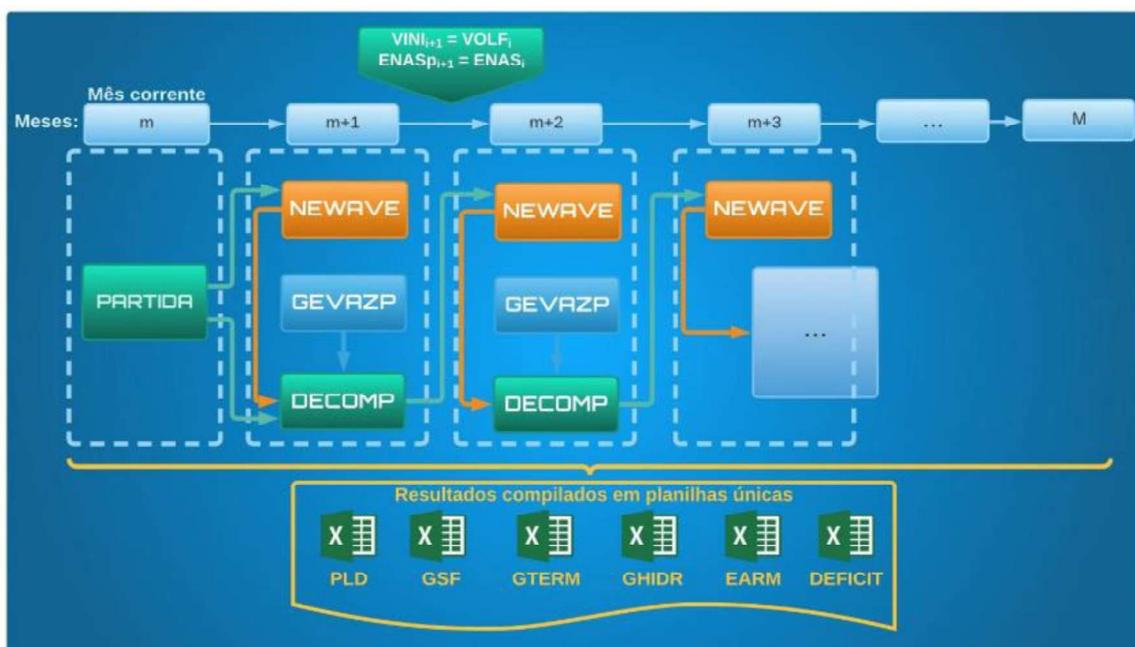
Figura 22 – Sistema ECOMERC que auxilia à decisão para comercialização de energia elétrica.



Fonte: Cepel

O PLDPro é um sistema que coordena e gerencia a execução dos modelos que compõem o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), automatizando todo o fluxo de entrada e saída de dados entre eles. Na Figura 23 é ilustrado a organização dos modelos dentro de cada mês e entre os meses ao longo do panorama de horizonte em questão, coletando e compilando os resultados mensais em planilhas únicas que abrangem todo o horizonte do estudo para cada variável, como PLD, GSF, gerações hidráulica e térmica, armazenamentos, déficit, entre outras.

Figura 23 – PLDPro: Prospecção de Preços de Energia Elétrica.



Fonte: Cepel.

O despacho centralizado na geração de energia elétrica, o que otimiza o uso integrado dos recursos do Sistema Elétrico Brasileiro. Para a contabilização, a alocação da produção total de energia hidrelétrica entre as usinas ocorre por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), onde as parcelas alocadas a cada usina são proporcionais às suas garantias físicas. Portanto, é possível otimizar a receita das usinas através da sazonalização dos montantes anuais de garantia física ao longo dos meses

O programa SAZOPT foi implementado como um módulo do Sistema ECOMERC, otimizando a sazonalização da garantia física das usinas para fins de MRE (ilustrado na Figura 24), com o objetivo de minimizar o risco de exposição dos agentes ao mercado de curto prazo e maximizar suas receitas. O modelo de otimização visa obter os fatores de sazonalização ideais, levando em conta as incertezas associadas ao preço e à geração hidráulica total do SIN.

Figura 24 - Otimização da sazonalização da garantia física das usinas hidrelétricas.



Fonte: Cepel.

A otimização do portfólio de contratos, feita pelo modelo ECOMERC, é dividida em duas etapas principais, a qual o modelo PLDPRO faz a prospectiva de preços de energia, usando informações como energia armazenada nos reservatórios, afluências previstas, previsões de mercado e geração instalada. Resultando em cenários de PLD e cenários de despacho de geração. Esses cenários são utilizados

pelo Modelo de Otimização de Portfólio (MOP), que avalia as opções de contratos e considera dados como contratos existentes, contratos candidatos, capacidade de contratação e custo de oportunidade do capital e assim definindo o portfólio ótimo de contratos de energia, como ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – MOP: Otimização de Portfólio de Contratos de Energia Elétrica.



O MOP auxilia na otimização de estratégias de comercialização de energia, orientando as escolhas dos contratos e na definição de um montante ideal para as negociações. A otimização pode ser voltada também para uma empresa geradora de energia. Na perspectiva de uma geradora busca-se definir níveis de contratação em diferentes contratos bilaterais para alcançar o menor risco associado ao retorno esperado. Considerando o risco pelo valor mínimo da distribuição e focando na maximização do valor esperado da distribuição. Assunto também importante na abordagem na perspectiva das comercializadoras de energia, onde consiste em maximizar o valor esperado da distribuição dos valores presentes das remunerações líquidas.

4 COMPARAÇÃO DE MODELOS ENERGÉTICOS: BRASIL E O CENÁRIO INTERNACIONAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A matriz energética de um país pode ser bastante diversificada, e o Brasil é um exemplo de nação cuja geração de energia elétrica provém, majoritariamente, de usinas hidrelétricas. Serão apresentados, no Quadro 2, outros países com modelos energéticos semelhantes, bem como aqueles que utilizam diferentes fontes como principal meio de geração de eletricidade.

Quadro 2 – Matriz elétrica por tipo de fonte.

País		Capacidade Instalada Total (GW)	Hídrica (%)	Térmica (%)	Nuclear (%)	Eólica (%)	Solar (%)	Outros (%)
Colômbia	COL	14,4	68,1	31,3	0	0	-	0,6
Finlândia	FIN	16,9	18,9	63,2	16,3	1,5	0	0,1
Chile	CHL	17,7	33,9	64,3	-	1,6	-	0,2
Portugal	PRT	19,8	28,8	47,5	0	22,2	1	0,5
Rep. Tcheca	CZE	21,6	15,7	55,1	18,5	1,5	9,2	0
Argentina	ARG	30,9	35,9	60,6	3,2	0,3	0	0
Noruega	NOR	32,3	92,8	4,9	0	2,2	-	0,1
Suécia	SWE	37,9	43,5	22,1	24,9	9,5	0	0
Nova York	USA-NY	39,5	14,4	66,8	13,4	4,1	0,1	1,2
África do Sul	ZAF	41,6	4,8	90,8	4,4	0	0	0
Quêbec*	CAN-QBC	42,5	90,4	4,2	1,6	3,8	-	-
Illinois	USA-ILL	45,2	0	66,2	25,6	7,8	0	0,4
México	MEX	52,5	21,9	72,4	3,1	1,1	-	1,5
Califórnia	USA-CAL	71,3	19,6	59,6	6,2	7,7	1,7	5,2
Coreia do Sul	KOR	81,8	7,9	60,6	25,3	3	-	3,2
Reino Unido	UK	97,3	7,4	71,5	10,2	9,1	1,8	0
Espanha	ESP	107,6	19,5	46,3	6,9	21,2	6,1	0
Texas	USA-TEX	109,7	0,6	83	4,6	11,1	0,1	0,6
Brasil*	BRA	126,7	67,8	28,8	1,6	1,8	-	-
Itália	ITA	128,2	20,2	59,9	-	6,3	12,8	0,8
França	FRA	131,0	19,4	22,7	48,2	5,7	3,1	0,9
Alemanha	DEU	182,9	9,3	49	6,6	17,1	17,8	0,2
Índia*	IND	223,3	17,7	67,4	2,1	8,3	0,8	3,7
Rússia	RUS	242,0	19,8	69	10,3	-	-	0,9
Japão	JPN	284,0	17,2	66,5	16,3	-	-	-
China*	CHN	1.247,3	22,4	69,1	1,2	6,1	1,2	-

Dados 2013.

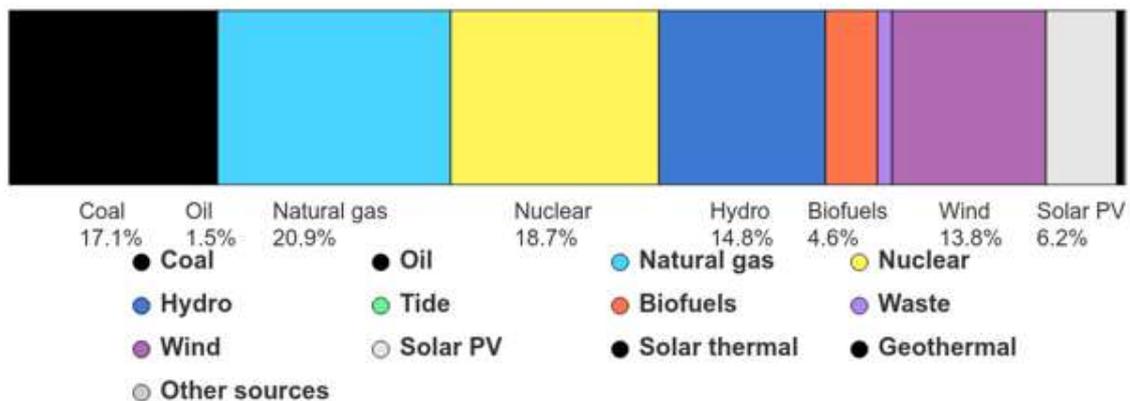
O Brasil, assim como a Noruega e o Canadá (especialmente a província de Quebec), possui uma matriz energética predominantemente hidrelétrica. O Canadá-Quebec tem mais de 90% da geração de energia proveniente de fontes hídricas. No entanto, enquanto o Brasil e a Colômbia também dependem significativamente da energia hidrelétrica, suas matrizes elétricas são mais diversificadas, com quase 60% da geração oriunda de usinas hidrelétricas. O Paraguai, por sua vez, gera aproximadamente 100% da sua eletricidade a partir de usinas hidrelétricas, sendo a

maior parte da geração proveniente da usina hidrelétrica de Itaipu, que é compartilhada com o Brasil. Isso faz com que suas métricas utilizadas para a geração de energia sejam baseadas nos modelos empregados pelo CEPEL e pelo ONS.

A matriz elétrica e energética da Europa vem passando por transformações após a invasão da Ucrânia pela Rússia, que provocou uma crise energética e destacou a importância de reduzir a dependência de combustíveis fósseis provenientes da Rússia. De acordo com a International Energy Agency (2024), em 2022, a matriz de geração de eletricidade na Europa retrata os esforços de diversificação e transição energética, com o gás natural representando 20,9% da geração total, seguido por carvão (17,1%), energia nuclear (18,7%), hidrelétrica (14,8%), eólica (13,8%), solar fotovoltaica (6,2%) e bioenergia (4,6%), ilustrado na Figura 26 abaixo.

Figura 26 – Geração Energia Elétrica na Europa.

Electricity generation by source, Europe, 2022



Source: International Energy Agency. Licence: CC BY 4.0

A redução da dependência de combustíveis fósseis russos levou os países europeus a priorizarem a segurança energética, buscando novas parcerias internacionais e investindo em infraestrutura. Como terminais de GNL. Políticas de incentivo à energia limpa aumentam o crescimento de fontes renováveis, como a eólica e a solar, que já atingiram níveis recordes.

4.1 MATRIZ ENERGÉTICA NORUEGUESA

Na Noruega, os modelos de previsão de energia elétrica são fortemente baseados em fatores climáticos, com a utilização de modelos meteorológicos avançados, como o WRF (Weather Research and Forecasting), para prever a

disponibilidade de água nos reservatórios. A geração de energia é otimizada por meio de algoritmos de programação não linear e linear, que maximizam a eficiência operacional das usinas hidrelétricas.

Além disso, o mercado Nord Pool influencia a formação dos preços de energia, utilizando modelos de leilão e formação de preços que consideram a oferta, a demanda e as condições climáticas. A incerteza na disponibilidade de água e na demanda é abordada por métodos estocásticos, como o de Monte Carlo, que simulam diferentes cenários operacionais.

No Brasil, a previsão de energia elétrica também se baseia em modelos hidrológicos, que utiliza dados históricos de chuvas e vazões. A programação dinâmica é utilizada para otimizar a operação das usinas, considerando a intermitência da geração e a demanda.

A formação de preços da energia elétrica no Brasil é influenciada por regulamentações específicas, diferindo da abordagem de mercado mais flexível do Nord Pool na Noruega isso porque o setor energético opera exclusivamente sob um regime de livre mercado, onde a oferta e a demanda determinam os preços da energia, sem a intervenção direta do governo em termos de regulação de tarifas tornando o mercado mais competitivo. A Noruega utiliza métodos estocásticos mais complexos devido à variabilidade climática, enquanto o Brasil se concentra em modelos que integram diversas fontes de energia.

4.2 MATRIZ ENERGÉTICA CANADENSE

Graças à sua vasta rede hidrográfica, o Brasil se tornou um dos maiores produtores mundiais de energia hidrelétrica. O Canadá também tem aproximadamente 60% da energia proveniente de hidrelétricas, visto que é um país com grandes rios e lagos para produzir energia a baixo custo e com baixa emissão de carbono. A província que lidera na produção de energia hídrica é o Quebec.

O Canadá é também um dos maiores produtores mundiais de energia nuclear, sendo responsável de aproximadamente 15% do suprimento de energia do país, onde tem sua concentração da geração na província de Ontário (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2023).

De acordo com a International Energy Agency (2024), o Canadá vem buscando uma transição para uma matriz mais limpa, a geração de energia nuclear

desempenha um papel central na redução de emissões de carbono; a energia nuclear oferece uma fonte estável e de baixo carbono que complementa o uso de fontes renováveis.

O Brasil vem adotando diversas políticas para a expansão das fontes renováveis, como o PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que auxiliou no desenvolvimento e avanço do aumento de geração de energia eólica e de biomassa, além do país se destacar também na energia solar, que tem aumentado a comercialização de módulos fotovoltaicos para a geração distribuída. A geração distribuída consiste na produção descentralizada de energia elétrica por consumidores, utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada. Esse modelo permite que os consumidores produzam toda ou parte da energia que utilizam, sendo possível de compensar a energia excedente da rede elétrica. Porém, a variabilidade hídrica durante os períodos de seca prolongada, o país tem a necessidade de recorrer a fontes térmicas, visto que não é possível o suprimento total do sistema somente com a utilização das fontes renováveis auxiliares, aumentando os custos de energia.

A partir de políticas como *Canadian Energy Strategy*, o Canadá é um dos países que mais busca aumentar sua matriz de fontes renováveis e ainda com grande foco na descarbonização do setor de gás natural. O país tem como comprometimento a redução da emissão de gases de efeito estufa e o aumento da eficiência energética (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023). Tem a energia nuclear como fonte estável e de baixa emissão de carbono, sendo o país que projetou e desenvolveu reatores nucleares do tipo CANDU (*Canadian Deuterium Uranium*), uma tecnologia de ampla competição global de reatores nucleares, sendo utilizados no Canadá e exportados para outros países, como Índia, China, Romênia e Coreia do Sul. O CANDU se destaca pela eficiência na utilização de urânio natural, sem a necessidade de seu enriquecimento, o que atrai países que não possuem a infraestrutura necessária para esse processo. Sendo visado também pela flexibilidade do reator em utilizar plutônio dentre outros combustíveis reciclados para a geração de energia.

4.3 MATRIZ ENERGÉTICA EUROPEIA

Nos países europeus como Alemanha, Dinamarca e França são usados modelos que utilizam várias fontes de energia, como, incluindo solar, nuclear, eólica

e combustíveis fósseis. A Alemanha utiliza combinações de modelos de aprendizado de máquina e previsão de séries temporais, considerando dados meteorológicos, padrões de consumo e variáveis econômicas para que seja possível a máxima eficiência na alocação de recursos a partir da integração de diferentes fontes e prever a geração de energia renovável, principalmente energia solar e eólica, por terem maior variabilidade.

A Dinamarca teve grande investimentos em parques eólicos, tanto offshore, quanto onshore, fazendo com que o país se destacasse na geração de energia renovável, com 40% da matriz energética proveniente da geração de energia eólica além do uso de energia solar e biomassa (MINISTRY OF ENERGY, 2024). Para otimizar a geração, o país usa modelos de previsão de séries temporais como o modelo ARIMA (*AutoRegressive Integrated Moving Average*), traduzindo para o português Média Móvel Integrada Autorregressiva, onde são utilizados dados históricos e meteorológicos para análise, auxiliando na previsão de produção de energia. São utilizadas simulações de Monte Carlo, o qual variam parâmetros para avaliar incertezas na geração. Já os modelos de otimização, como Programação Linear, consideram a interconexão com redes de outros países para garantir que a geração atenda à demanda de maneira eficiente.

A França é reconhecida por ter sua matriz energética formada por cerca de 70% por energia nuclear, porém o país investe também em fontes renováveis, como hidrelétrica, energia solar e eólica. O processo de otimização de geração de energia é similar para os países Europeus em geral, como citado anteriormente.

Uma grande diferença entre os modelos europeus e brasileiros é a ênfase na interconexão e na flexibilidade da rede elétrica na Europa, que é crucial para lidar com a variabilidade das energias renováveis. A integração de diferentes sistemas elétricos permite uma melhor distribuição e compensação de flutuações na geração de energia. No entanto, o Brasil enfrenta desafios relacionados à sua geografia e à concentração de usinas hidrelétricas em certas regiões, o que pode limitar essa flexibilidade. Tanto no Brasil como na Europa a previsão de geração de energia enfrenta a complexidade da variabilidade climática e a necessidade de adaptação às mudanças nos padrões de consumo. Ambas as regiões têm investido em tecnologias de previsão mais precisas, utilizando dados em tempo real e técnicas avançadas de modelagem estatística e computacional.

5 CONCLUSÃO

O desempenho eficiente e seguro do sistema elétrico brasileiro depende diretamente do conhecimento e da aplicação dos modelos matemáticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que são ferramentas essenciais para gerenciar a diversidade e complexidade dos submercados de energia no país. Em um cenário marcado pela variabilidade climática e hidrológica, esses modelos integram o planejamento de longo, médio e curto prazo, viabilizando uma operação energética eficaz e economicamente otimizada. O modelo NEWAVE, por exemplo, é fundamental para o planejamento anual, promovendo uma gestão estratégica dos reservatórios hidrelétricos para minimizar custos ao longo dos anos e garantir segurança. Já o modelo DECOMP complementa essa função ao detalhar a operação em um horizonte de semanas a meses e enquanto o modelo DESSEM se destaca no planejamento em tempo real, ou seja, intervalos diários e horários, oferecendo respostas rápidas a mudanças e eventos imprevistos.

As ferramentas complementares, como SUIISHI, MELP, GEVAZP, MATRIZ, ANAFIN, e ECOMERC, ampliam a eficiência do sistema ao abordar questões específicas. O SUIISHI auxilia na simulação de cenários hidrológicos e climáticos; o MELP enfatiza o planejamento de expansão de longo prazo, projetando a capacidade adicional necessária para atender à demanda futura; o GEVAZP foca na avaliação de vazões e regimes hidrológicos; o modelo de MATRIZ contribui para a projeção integrada da matriz energética; o ANAFIN constitui na análise financeira do setor elétrico; e o ECOMERC é utilizado para a avaliação econômica e de comercialização de energia. O conjunto desses modelos oferecem uma visão abrangente, que integra aspectos técnicos, ambientais e econômicos, garantindo uma operação energética eficiente e sustentável.

Foi possível concluir o objetivo de análise dos modelos aqui apresentados, mostrando a importância do uso, e a necessidade de diversos modelos vem da dificuldade de processamento e armazenamento dos diversos dados necessários para a previsão de carga no Setor Elétrico Brasileiro e foi possível concluir através do estudo do cenário brasileiro que o aumento de geração a partir de fontes renováveis como solar e eólica, fez com que aumentassem as incertezas no SIN, fazendo com que fosse utilizado mais as usinas térmicas nos últimos anos.

A comparação internacional evidencia as particularidades do Brasil frente a outros países, como Canadá-Quebec e Noruega, os quais tem forte dependência hídrica, e países europeus, que se baseiam a geração de energia em matrizes térmicas intermitentes. Isso se deve ao fato da alta variação climatológica da Europa e baixa quantidade de fontes fluviais. Sendo notável que países que usam majoritariamente de fontes térmicas tendem a ter menor complexidade na previsão de geração, porém maiores custos de geração. Enquanto o Brasil foca na gestão hidrológica com seus modelos específicos, países como a Dinamarca utilizam abordagens baseadas em simulações de Monte Carlo para lidar com as incertezas climáticas e integrar fontes eólicas de forma eficiente, mas diferente do Brasil que há diversas políticas de regulações de mercado, a Dinamarca integração com o mercado Europeu de energia, baseados em oferta e demanda. Essa diversidade de práticas ressalta a importância de troca de experiências e da adaptação de modelos para diferentes contextos energéticos.

Com base nos resultados aqui apresentados, é possível identificar que há áreas que poderiam ser mais exploradas em pesquisas futuras. Sugere-se que sejam realizados estudos mais aprofundados nos modelos matemáticos utilizados por países, com matrizes elétricas majoritariamente hídrica, como Noruega e Quebec e matrizes elétricas que sejam diferentes da matriz elétrica brasileira, como a Europa como um todo, que usufrui majoritariamente de fontes térmicas para a obtenção de energia elétrica. Sendo interessante um estudo que mais aprofundado que explore os modelos e os compare de forma mais minuciosa, assim podendo ser notado melhorias possíveis.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Disponível em:

<https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/d0886b5c-f94c-4573-941b-febad5a990f3#:~:text=A%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20Energia,com%20mais%20de%2030%20MW>. Acesso em: 16 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Tomadas de Subsídios.

Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?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_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=41145&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 16 jun. 2024.

CANADA. Powering Canada Forward: Building a Clean, Affordable, and Reliable Electricity System. Natural Resources Canada. Disponível em: <https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/electricity-infrastructure/powering-canada-forward-building-clean-affordable-and-reliable-electricity-system-for/25259>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CANADIAN ENERGY STRATEGY. Canada's Premiers. Disponível em: <https://www.canadapremiers.ca/canadian-energy-strategy/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CASTRO, Nivalde de et al. As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porquê das diferenças. Rio de Janeiro: Ed. Fábrica de Livros, 2017. 257 p. ISBN 978-85-61843-65-6.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Dados de geração. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. Acesso em: 16 jun. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Energia de reserva. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/energia-de-reserva>. Acesso em: 16 jun. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. MVE - Mercado. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/mve-mercado>. Acesso em: 16 jun. 2024.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Regras de Comercialização: Mecanismo de Venda de Excedentes. Versão 2023.3.0.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual de Metodologia – Modelo DESSEM: Programação Diária da Operação e Formação de Preço Horário de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada. Rio de Janeiro, 2022.

CEPEL. Gevazp: Saiba Mais. Disponível em: <https://cepel.br/linhas-de-pesquisa/gevazp/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CEPEL. Matriz: Saiba Mais. Disponível em: <https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/matriz-saiba-mais/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CEPEL. MELP: Saiba Mais. Disponível em: <https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/melp/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CEPEL. Modelos de Otimização Energética. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_otimizacao_energetica/modelos. Acesso em: 18 nov. 2024.

CEPEL. Modelo DECOMP. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_decomp.html. Acesso em: 18 nov. 2024.

CEPEL. SUIISHI+: Saiba mais. Disponível em: <https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/suishi-saiba-mais/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Fontes de Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>. Acesso em: 16 jun. 2024.

ENTSO-E. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ENS.DK. Danish Energy Agency. Disponível em: <https://ens.dk/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

IEA. International Energy Agency - Canada. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/canada>. Acesso em: 18 nov. 2024.

IRENA. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

LOPES, João Eduardo Gonçalves. Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MORAES, Layse Freitas Boere de. Modelagem e análise de um aerogerador de eixo horizontal sujeito à ação de ventos turbulentos. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019.

NORWAY. Ministry of Petroleum and Energy. Disponível em: <https://www.regjeringen.no/en/dep/oed/id750/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

NORD POOL. Nord Pool Group. Disponível em: <https://www.nordpoolgroup.com/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

NVE. Norwegian Water Resources and Energy Directorate. Disponível em: <https://www.nve.no/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

WORLD BANK. Home. Disponível em: <https://www.worldbank.org/ext/en/home>. Acesso em: 18 nov. 2024.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Canada's Nuclear Power Profile. Disponível em: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f#:~:text=About%2015%25%20of%20Canada's%20electricity...>. Acesso em: 18 nov. 2024.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Canada Nuclear Power. Disponível em: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-nuclear-power>. Acesso em: 18 nov. 2024.

