

## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### REPRESENTAÇÃO DE FLUTUAÇÕES ABRUPTAS DA GERAÇÃO EÓLICA EM MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

**MARIA LUIZA VIANA LISBOA(1,2); JORGE MACHADO DAMÁZIO (1,2); CARLOS HENRIQUE MEDEIROS DE SABOIA(1)**  
**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA – CEPEL (1)**  
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO RIO DE JANEIRO – UERJ (2)**

#### RESUMO

Este trabalho tem por objetivo representar flutuações intradiárias da geração eólica em modelos de planejamento da expansão da geração através de cenários de perfis desfavoráveis de flutuações em restrições adicionais de operação. A análise da operação é feita em intervalos intradiários de menor duração que os atuais patamares de carga leve, média, pesada e ponta. Estes cenários são derivados através de um algoritmo de clusterização k-Means. Os custos de operação associados a estes cenários são ponderados na função objetivo pelas suas correspondentes probabilidades de ocorrência. A modelagem proposta foi implementada no modelo MELP e testada para o sistema elétrico brasileiro

#### PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão da Geração, Cenários Intradiários de Geração Eólica, Programação Linear, Algoritmo de Clusterização K-Means.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

No parque de geração do setor elétrico brasileiro é crescente a participação da geração eólica. Sendo a participação desta fonte ainda considerada baixa, o seu tratamento nos modelos de otimização do planejamento energético pode ser feito de forma aproximada considerando valores médios mensais de geração. À medida em que cresce a participação da geração eólica, cresce também a necessidade de se levar em conta a variabilidade temporal de curto prazo (intradiária) dos ventos e, portanto, da geração da fonte eólica, de forma a evitar a superestimação da capacidade do sistema de acomodar esta variabilidade.

Os modelos de otimização utilizados em estudos estratégicos de longo prazo (horizontes de 30 anos ou mais) de sistemas energéticos de forma geral são modelos de equilíbrio parcial que adotam implementações de programação linear (1) ou linear mista (2,3) para cálculo de trajetórias do sistema ao longo do horizonte maximizando superávit ou minimizando custos. No Brasil, citamos o modelo MATRIZ (4) desenvolvido para estudos integrados de sistemas energéticos e o modelo MELP (5) desenvolvido para estudos do sistema elétrico e de seus acoplamentos com a cadeia do gás. Uma característica comum a estas implementações é a incorporação de simplificações de representação espacial, temporal e técnica (6) tendo em vista a adequação computacional dos modelos em termos de tempo de processamento. Na representação temporal, basicamente estes modelos utilizam intervalos anuais ou plurianuais para os balanços entre oferta e demanda, podendo serem representados balanços sazonais e de patamares cronológicos ou não de curvas de carga. Com o aumento da penetração das fontes renováveis, tem-se buscado a melhoria da representação das variações intradiárias das gerações das fontes renováveis e das cargas do sistema buscando uma aproximação mais realista da operação.

A consideração mais acurada da variabilidade intradiária da fonte eólica sem prejuízo da adequação computacional representa um importante desafio para os modelos de planejamento energético de longo prazo. Até a primeira década deste século, as aplicações dos modelos de planejamento energético de longo prazo incorporavam ao problema equações e restrições buscando refletir impactos das variabilidades de curto prazo, tais como: limites para a participação das renováveis; requisição de quantidades fixas de backup por capacidade instalada; e/ou balanços de capacidade de ponta. Com as perspectivas de aumento da participação da fonte eólica, duas classes de abordagens passaram a ser utilizadas para melhor capturar os desafios econômicos e técnicos (6): (i) integração do modelo de longo prazo com modelos de operação de curto prazo ("soft link approach")(7); (ii) melhoria da representação

temporal no modelo de longo prazo. A metodologia de definição de cenários temporais de ventos horários descrita neste trabalho visa apoiar abordagens da segunda classe.

## 2.0 METODOLOGIA

Matematicamente, o problema de planejamento da expansão da geração pode ser descrito de maneira simplificada pelo seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & C^T x + D^T y & (1) \\
 \text{s. a} \quad & Ax \leq b & (2) \\
 & My \geq D & (3) \\
 & -Ex + Fy \leq 0 & (4) \\
 & x \in \{0,1\}_+^n, y \in \mathbb{R}_+^{nq}
 \end{aligned}$$

Neste problema o vetor  $x$  contém as opções de expansão de geração e troncos de interligação e o vetor  $y$ , as opções de operação dos mesmos. O problema pode ser resolvido por programação linear se as variáveis de investimento forem definidas como contínuas (admitindo-se resultados fracionários de projetos de investimento), e por programação inteira mista, se forem definidas como variáveis binárias, como é o caso do programa MELP. Os vetores  $C$  e  $D$  representam os custos totais de investimento e os custos unitários de operação, respectivamente. O conjunto de restrições:

(2) refere-se às limitações de investimento nos projetos de expansão (unicidade);

(3) refere-se aos balanços de atendimento da demanda ( $D$ );

(4) refere-se aos limites operativos os quais estão acoplados às decisões de expansão, através da disponibilidade média anual das usinas ( $E$ ).

O planejamento da expansão caracteriza-se pelas diversas incertezas associadas aos principais parâmetros do problema, como incertezas de demanda e custos de combustíveis. Em particular, para sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica, a representação das incertezas associadas às vazões afluentes aos reservatórios é importante para se obter uma solução que garanta o atendimento à demanda em condições de hidrologia desfavoráveis. O desenvolvimento do modelo MELP iniciou-se com a representação de dois cenários de geração associados às condições de hidrologia crítica e média (5). Esta representação implica em duplicar as restrições (3) e (4). Uma interessante solução de compromisso entre economicidade e confiabilidade é estabelecida considerando na função objetivo apenas os custos de operação associados ao cenário de hidrologia média.

Uma formulação alternativa foi posteriormente desenvolvida e implementada no MELP para considerar um maior número de cenários de hidrologia e outras incertezas (8). Neste caso, a função objetivo considera os custos operativos associados a cada cenário ponderados pela probabilidade de ocorrência de cada um deles. Em problemas de programação inteira mista desta natureza com dimensões superior a 1 milhão e variáveis e restrições, utiliza-se a metodologia desenvolvida em (16) que atualmente está em processo de paralelização em cluster de computadores.

Para representar a sazonalidade da produção hidrelétrica, principalmente para as usinas a fio d'água, a análise da operação é feita em base trimestral, sendo a geração máxima em cada trimestre definida multiplicando-se a geração média anual de cada cenário por fatores sazonais que expressam a variabilidade esperada de produção hidrelétrica ao longo do ano. Na formulação básica, esta representação implica em quadruplicar o número das restrições (3) e (4), uma para cada trimestre.

A maior participação das fontes eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira requer que a análise operativa seja feita com uma maior granularidade temporal para capturar a variabilidade intradiária inerente a estas novas fontes de geração. Na sua versão atual, o modelo MELP permite considerar até 6 intervalos intradiários. Para cada intervalo em um dado trimestre, a geração máxima das fontes renováveis não controladas é definida multiplicando-se a geração máxima deste trimestre por fatores intradiários que expressam os cenários de perfis da geração destas fontes ao longo do dia. Assim, as restrições (3) e (4) de cada período podem ser reescritas da seguinte forma:

$$M^* y^{s,k} \geq D^{s,k} \quad (5)$$

$$-f_{saz}^s f_{hs}^k E x + F^* y^{s,k} \leq 0 \quad (6)$$

onde os sobrescritos  $s$  e  $k$  representam a estação do ano e intervalo do dia, respectivamente,  $f_{saz}$  e  $f_{hs}$  representam os fatores sazonais e intradiários, respectivamente e o símbolo  $*$  indica a parcela dos vetores associados à estação  $s$  e intervalo  $k$  do dia.

Neste trabalho, propõe-se representar cenários intradiários na formulação através dos fatores de variabilidade intradiária  $f_{hs}$ , assumindo como premissa que a produção máxima de uma usina eólica trimestral não se altera ( $f_{saz}^s$  E). As restrições (5) e (6) podem então ser reescritas da seguinte forma:

$$M^* y^{s,k,i} \geq D^{s,k} \quad (7)$$

$$-f_{saz}^s f_{hs}^{k,i} Ex + F^* y^{s,k,i} \leq 0 \quad (8)$$

onde o subscrito  $i$  representa o cenário de geração eólica. As dimensões do problema aumentam proporcionalmente ao número de cenários considerados e como consequência aumenta esforço computacional. Como solução recorre-se a uma técnica de representação do conjunto de cenários disponíveis no registro histórico por um conjunto reduzido de cenários obtido por técnicas de agrupamento. Neste sentido, foi desenvolvido um algoritmo de geração de cenários de perfis intradiários de geração eólica que é descrito na seção seguinte.

### 2.1. Geração de cenários de perfis intradiários de geração eólica

Neste trabalho, define-se como perfil sazonal de geração de uma fonte renovável uma sequência de quocientes entre gerações médias trimestrais e geração média anual determinados com base no histórico considerado. Esta curva assim definida aplicada à disponibilidade máxima de geração anual (capacidade instalada multiplicada pelo fator de capacidade médio anual) define o limite de contribuição energética da fonte eólica em cada trimestre.

Assume-se que a média diária de energia é constante ao longo do trimestre, porém modela-se a variação ao longo do dia através de cenários de perfis intradiários limitando a contribuição eólica ao longo do dia. Estes cenários são escolhidos dentre as sequências históricas de quocientes entre valores médios de geração de cada período de 4 horas e geração média diária.

A abordagem utilizada neste trabalho para definição dos cenários de perfis intradiários segue a aplicação de técnicas de agrupamento utilizada em (9) buscando explorar a capacidade destas técnicas de fornecer representações simplificadas de conjuntos com grande cardinalidade através da seleção de um pequeno número de elementos do conjunto. Como técnica de agrupamento utilizou-se o método de k-médias proposto por (10). O k-médias é um método muito utilizado em aplicações de data mining (11) foi também utilizado em (9). O algoritmo k-médias aplicado neste trabalho é descrito pelos seguintes passos:

Passo 0 – Definição de vetor de atributos de cenários: Deve-se considerar como atributos relevantes de um cenário indicadores de desafios à capacidade do sistema elétrico de acomodar a variabilidade de curto prazo da fonte eólica. As distâncias entre cenários são medidas pela soma dos quadrados das diferenças dos atributos.

Passo 1 – Seleção inicial aleatória de  $k$  cenários da amostra original. Os cenários selecionados são denominados centróides de grupos.

Passo 2 – Para cada cenário da amostra, calculam-se as distâncias entre o cenário e os centróides e associa-se o cenário ao grupo do centróide de menor distância.

Passo 3 – Os centróides de grupos são recalculados como vetores de médias dos atributos dos cenários associados de cada grupo.

Passo 4 – Retorna-se ao passo 2 até que os centróides de grupos se estabilizem.

Passo 5 – Associa-se a cada centróide o cenário da amostra original mais próximo do centróide e uma probabilidade calculada pela razão entre o número de cenários do grupo e número de cenários na amostra original.

Como atributos, considerou-se: (i) a maior diferença entre o maior e o menor valor de quociente intradiário (amplitude) (ii) maior taxa de variação absoluta de quocientes durante o dia.

#### 2.1.1 - Cenários de perfis intradiários de produção eólica no Nordeste

A aplicação do algoritmo desenvolvido foi feita com dados que compreenderam os 4 anos históricos (2016 a 2020) de médias horárias de geração eólica disponíveis no portal do ONS (12) para o subsistema Nordeste.

Para este estudo, definiu-se um número de agrupamentos igual a 10 e os resultados são mostrados na Tabela 1 (probabilidades dos cenários) e Tabela 2 (fatores intradiários). Ressalta-se que os cenários de cada trimestre foram escolhidos de forma independente.

TABELA 1. Probabilidade dos cenários de perfis intradiários de cada trimestre

Cenários	Trim1	Trim2	Trim3	Trim4
1	0,118	0,088	0,125	0,111
2	0,137	0,172	0,183	0,096
3	0,157	0,125	0,098	0,136
4	0,118	0,141	0,125	0,178
5	0,155	0,117	0,118	0,116
6	0,092	0,110	0,087	0,109
7	0,057	0,088	0,105	0,109
8	0,107	0,064	0,063	0,103
9	0,037	0,068	0,069	0,036
10	0,022	0,027	0,027	0,007

TABELA 2. Cenários de perfis intradiários de produção eólica no Nordeste

Cenários	Pat\Trim	Fatores Intradiários				Cenários	Pat\Trim	Fatores Intradiários			
		Trim1	Trim2	Trim3	Trim4			Trim1	Trim2	Trim3	Trim4
1	1	1,117	1,061	1,017	0,973	6	1	1,270	1,118	0,001	1,143
	2	1,025	1,050	0,973	0,938		2	1,217	1,163	0,001	0,920
	3	0,964	1,085	0,987	1,046		3	1,038	1,059	1,005	0,973
	4	0,914	0,953	0,947	0,940		4	0,699	0,745	0,789	1,033
	5	1,045	0,905	0,993	1,005		5	0,915	0,804	0,880	1,052
2	6	0,935	0,945	1,084	1,098	7	6	0,861	1,111	1,065	0,879
	1	0,874	1,024	1,082	1,167		1	1,361	1,261	1,231	1,215
	2	1,043	1,092	1,000	1,067		2	1,148	1,209	1,099	1,153
	3	1,023	1,011	1,017	1,078		3	0,888	0,958	1,013	0,971
	4	0,793	0,833	0,890	0,923		4	0,594	0,636	0,761	0,698
3	5	1,020	0,941	0,932	0,905	8	5	0,808	0,860	0,822	0,863
	6	1,247	1,099	1,079	0,859		6	1,201	1,077	1,074	1,099
	1	1,092	1,057	0,962	0,980		1	1,628	0,945	1,158	0,911
	2	1,125	1,029	0,882	0,963		2	1,259	1,079	1,014	0,803
	3	1,053	0,972	0,939	1,034		3	0,762	0,844	1,102	1,107
4	4	0,823	0,766	0,940	0,925	9	4	0,582	0,648	0,826	1,113
	5	0,904	0,973	1,099	0,965		5	0,789	1,068	0,846	1,180
	6	1,003	1,203	1,178	1,132		6	0,980	1,415	1,053	0,886
	1	1,180	1,086	1,055	1,156		1	0,761	0,001	0,809	0,824
	2	1,051	0,820	0,961	0,966		2	0,658	1,245	0,847	0,661
5	3	1,104	0,970	0,975	1,017	10	3	0,810	0,001	0,905	1,003
	4	0,782	0,937	0,900	1,105		4	1,317	0,684	0,913	1,258
	5	0,815	1,058	0,948	0,986		5	1,106	0,748	1,102	1,254
	6	1,067	1,130	1,161	0,770		6	1,348	1,053	1,423	1,000
	1	1,270	1,118	0,001	1,143		1	1,076	0,799	1,115	1,594
	2	1,217	1,163	0,001	0,920		2	1,177	0,750	0,971	1,123
	3	1,038	1,059	1,005	0,973		3	0,483	0,874	0,001	0,865
	4	0,699	0,745	0,789	1,033		4	0,696	0,929	0,719	0,750
	5	0,915	0,804	0,880	1,052		5	1,159	1,048	0,927	0,864
	6	0,861	1,111	1,065	0,879		6	1,410	1,600	1,197	0,803

#### 4.0 - SISTEMA TESTE

A representação da variabilidade e incertezas da produção eólica intradiária aqui proposta e implementada para o modelo MELP é aplicada ao sistema teste brasileiro elaborado a partir dos dados utilizados no Plano Decenal de Energia (PDE) 2030 (14). Adotou-se o horizonte até 2031, taxa de desconto igual a 8% e custo de déficit igual a 5.249 R\$/MWh. O horizonte de estudo foi dividido em períodos anuais sendo a operação em cada período analisada considerando quatro estações com duração trimestral, sendo a primeira estação referente aos meses de janeiro a março. Por sua vez, a operação em cada estação foi analisada considerando intervalos intradiários com igual duração de 4 horas, sendo o primeiro patamar referente às 4 primeiras horas do dia. As expansões definidas no PDE até 2025 foram consideradas obrigatórias, além da usina nuclear de Angra 3 que entra em operação em 2027.

A configuração do sistema elétrico brasileiro adotada está ilustrada na Figura 1-(a) e é composta pelos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N), Itaipu (IT), Belo Monte (BM), Manaus (MAN), Acre-Rondônia (AC), Teles Pires e Tapajós, além dos nós fictícios de Xingu (XI), Ivaiporã (IV) e Imperatriz (IMP). As linhas cheias representam as interligações entre subsistemas consideradas (interligações existentes ou projetos candidatos). Com base no PDE 2030, a capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro em 2020 era cerca de 165 GW, com participação preponderante das hidrelétricas conforme mostrado na Figura 1-(b). A usina binacional Itaipu é considerada na sua totalidade, sendo abatida da sua geração parte da demanda paraguaia atendida por esta usina (representada como demanda do subsistema Itaipu). Nos arquivos de dados do programa Newave, as usinas renováveis não despacháveis são consideradas através de suas gerações médias e estes valores abatidos da

demanda. Para este estudo, os valores permanecem constantes e iguais aos de 2025, visto que a expansão destas fontes a partir de então serão considerados através de projetos de geração considerados para a simulação do MELP.

Adotou-se também a projeção de demanda utilizada neste plano decenal, que passa de 67 GWmed em 2020 para 95 GWmed em 2031, sendo a maior parte concentrada no subsistema Sudeste (cerca de 54%). O crescimento médio da demanda do SIN é cerca de 2500 MWmed por ano ao longo do horizonte de estudo.

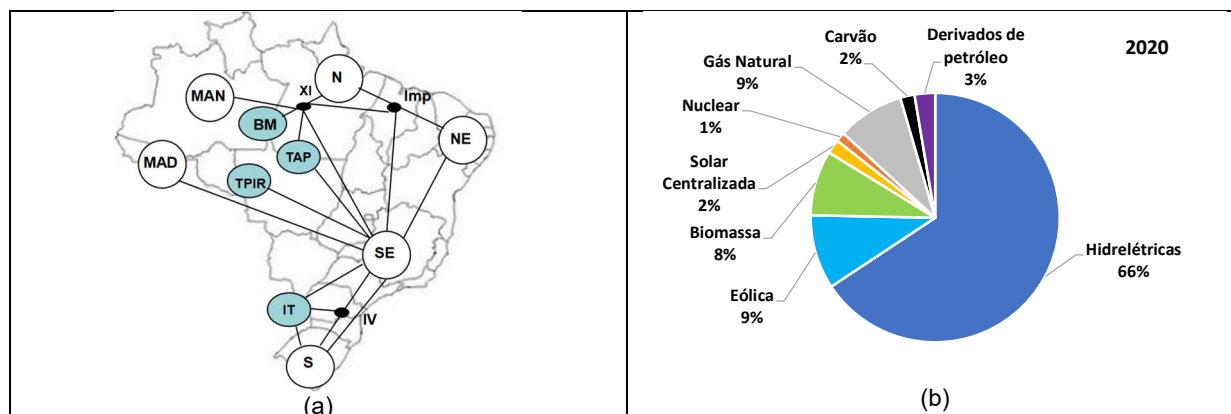


FIGURA 1-(a) Configuração do parque gerador brasileiro; 1-(b) Matriz elétrica

Os dados de custos de investimentos em projetos de geração e de interligações regionais assim como os dados de O&M fixo, vida útil e de custos de combustíveis, estão sumarizados na Tabela 3. Foram definidos projetos de geração com valores de capacidade que variam de 30 MW a 3000 MW para alguns projetos eólicos, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, 500 MW para projetos termelétricos, e 1000 MW para projetos termonucleares. Foram considerados 17 projetos hidrelétricos, com custos unitários de investimento na faixa entre 7000 R\$/kW a 14.000 R\$/W, totalizando 4744 MW.

Tabela 3. Dados técnico-econômicos dos projetos candidatos

Projetos de geração	Custo Unitário Investimento (R\$/Kw)	O&M (R\$/kw/ano)	Vida Útil (anos)	Custo do combustível (R\$/MWh)
Biomassa (Cavaco de Madeira)	4000	120	20	150
Biomassa (Bagaço de Cana)	6000	90	20	
Carvão	9800	160	25	114
Eólica Onshore	4500	90	20	
Solar PV	4000	50	20	
Gas Ciclo Combinado	5000	250	20	347
Gas Ciclo Simples	3400	230	20	560
Nuclear	24500	740	30	26
PCH	7500	230	30	
Projetos de interligações				
N-SE/N-S	1800	20	25	
NE-SE/N-NE	1400	15	25	
SE-S	800	9	25	

Os fatores de capacidade médios anuais para as fontes eólica e solar fotovoltaica foram estimados com base no histórico de geração e capacidade instalada ao longo de 2020 disponíveis em (14), enquanto o fator de capacidade para usinas a biomassa foi estimado com base nos valores descritos em (15). A Tabela 4 descreve os fatores de capacidade derivados para estas fontes de geração.

TABELA 4. Fatores de capacidade médios anuais por tipo de fonte de geração

Tipo de oferta	Fatores de capacidade médios anuais
Eólica Nordeste	40%
Eólica Sul	36%
Solar	21%
Biomassa	30%

Os valores de geração média anual para as usinas hidrelétricas foram determinados através de simulações estáticas dos programas Newave e Suishi com base nos critérios para definição de energia garantida. Os fatores médios sazonais calculados por reservatórios equivalentes de energia (REE) e aplicáveis a cada usina de acordo com sua localização nos diversos REEs estão descritos na Tabela 5. Nesta tabela são também descritos os fatores médios sazonais das usinas eólica e solar fotovoltaica com base no histórico de geração disponível em (12) e a bagaço de

cana-de-açúcar com base em (15). Pode-se observar a complementariedade das gerações das usinas hidrelétricas da região Norte e das eólicas no Nordeste.

Na Figura 2 estão ilustrados os fatores de sazonalidade e de variabilidade intradiária para a demanda do SIN estimados com base no histórico de carga média horária disponível em (12). Pode-se observar que a demanda é maior nos meses de janeiro a março (linha cheia preta), nos intervalos de 12 às 16hs e de 16 às 20 hs nos meses de julho a setembro.

TABELA 5. Fatores sazonais de geração de fontes renováveis

Hidrelétricas	Trim01	Trim02	Trim03	Trim04
Sudeste	1,07	0,87	1,02	1,04
Sul	0,83	0,89	1,23	1,05
Nordeste	1,24	1,00	0,89	0,87
Norte	1,27	1,30	0,61	0,82
Itaipu	1,14	0,85	0,93	1,08
Acre-Rondônia	1,22	1,13	0,72	0,93
Manaus	1,05	1,44	1,00	0,50
Belo Monte	1,86	1,54	0,24	0,36
Teles Pires	1,37	1,07	0,56	1,00
Paraná	1,13	0,88	0,89	1,10
Eólicas				
Nordeste	0,55	0,87	1,45	1,13
Sul	0,86	1,07	1,00	1,06
Solar	0,96	1,02	1,10	0,92
Biomassa	0,15	1,27	1,58	1,01

Para os anos de 2020 a 2025 em que o plano de expansão do PDE 2030 foi considerado mandatória, a energia média associados aos projetos de renováveis não despacháveis foi abatida da demanda a ser atendida

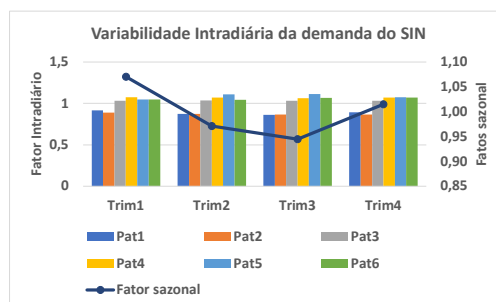


FIGURA 2 – Perfil sazonal e intradiário da demanda do SIN

## 5.0 – RESULTADOS

Para analisar o impacto da representação da variabilidade e incerteza da geração eólica aqui proposta foram realizadas três simulações com o programa MELP com os dados descritos na seção anterior, alterando-se apenas o número de cenários e fatores de variabilidade intradiária de geração eólica. Não foram incluídas restrições de expansão máxima por fonte adotada nos estudos do PDE 2030.

Caso 01: Este caso consiste em utilizar os dados descritos na seção anterior e adotando-se o perfil intradiário de geração eólica referente ao cenário 1. Este cenário foi escolhido por ser aquele que apresenta a menor amplitude (diferença entre o maior e o menor valor de quociente intradiário).

Os resultados desta simulação estão sumarizados na Tabela 6 indicando uma significativa expansão eólica. Pequenas centrais hidrelétricas e biomassa são também indicadas no limite máximo de projetos disponibilizados em cada ano enquanto a solar fotovoltaica não mostrou-se competitiva com os custos de investimento e perfis intradiários de geração adotados. As hidrelétricas foram selecionadas de acordo com os projetos candidatos e suas datas mínimas para entrada em operação. A expansão da usina termonuclear Angra 3 foi considerada obrigatória em 2027 conforme previsto no PDE 2030.-

TABELA 6. Resultados do Caso 01

Caso 1	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Hidrelétrica	0	0	226	258	805	1561	2850
Carvão	0	0	0	0	0	500	500
Gas Natural	0	0	0	1000	0	1000	2000
Nuclear	0	1405	0	0	0	0	1405
Biomassa	80	80	80	80	80	80	480
Eólica	2000	4000	7000	4000	6000	3000	26000
Solar	0	0	0	0	0	0	0
PCH	300	300	300	300	300	300	1800
Custo de investimento	114.350		0 MR\$		0	0	0
Custo de Operação	54.583		0 MR\$		0	0	0
Custo total	168.934		0 MR\$		0	0	0
Tempo processamento	35.957		0 (s)	Gap		0,74 %	

A expansão à carvão pode ser justificada em parte à expansão de projetos hidrelétricos na região Amazônica em 2031, que se caracterizam por gerações baixas no segundo semestre e que requerem geração térmica complementar (Figura 3). Os custos de investimento e operação referem-se aos custos de todo horizonte de planejamento 2020-2031.

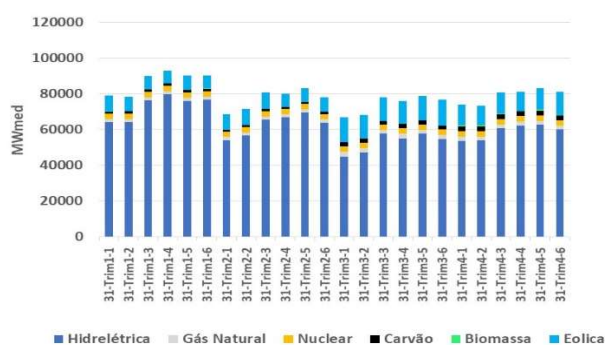


FIGURA 3 – Geração média por trimestre e patamar em 2031

Caso 02: Neste caso, seleciona-se o cenário 10 de perfil de geração eólica intradiária da Tabela 2. Este cenário foi escolhido por apresentar a maior amplitude, o que significa variações de geração ao longo do dia mais abruptas, porém com uma baixa probabilidade. Os resultados estão sumarizados na Tabela 7. A expansão total entre 2021 e 2031 deste caso é a mesma que a do caso anterior, porém o cronograma de expansão para as hidrelétricas, eólicas e gás natural apresenta diferenças.

TABELA 7. Resultados do Caso 02

Caso 2	2026	2027	2028	2029	2030	2031 Total	
Hidrelétrica	0	0	87	257	140	2366	2850
Carvão	0	0	0	0	0	500	500
Gas Natural	0	0	0	1000	1000	0	2000
Nuclear	0	1405	0	0	0	0	1405
Biomassa	80	80	80	80	80	80	480
Eólica	3000	3000	7000	5000	5000	3000	26000
Solar	0	0	0	0	0	0	0
PCH	300	300	300	300	300	300	1800
Custo de investimento	114.404		MR\$				
Custo de Operação	54.526		MR\$				
Custo total	168.930						
Tempo processamento	56.518		(s)	Gap		0,71 %	

Caso 03: Neste caso, adiciona-se o cenário 10 de perfil de geração eólica intradiária da Tabela 2 ao Caso 01. Os resultados estão sumarizados na Tabela 7 e são semelhantes aos casos anteriores. Apresenta uma expansão total eólica maior em 1000 MW e cronogramas das expansões anuais para as hidrelétricas, gás natural e eólicas com diferenças.

TABELA 8. Resultados do Caso 03

Caso 2 cenários	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Hidrelétrica	0	0	226	118	945	1561	2850
Carvão	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	0	0	0	1000	1000	0	2000
Nuclear	0	1405	0	0	0	0	1405
Biomassa	80	80	80	80	80	80	480
Eólica	3000	3000	7000	4000	4000	6000	27000
Solar	0	0	0	0	0	0	0
PCH	300	300	300	300	300	300	1800
Custo de investimento		114.990		MR\$			
Custo de Operação		54.405		MR\$			
Custo total		169.395					
Tempo processamento		44.855	(s)	Gap		0,85 %	

## CONCLUSÃO

O estudo mostrou uma análise da incorporação de flutuações intradiárias da geração eólica no modelo de expansão da geração de longo prazo MELP através do uso de cenários. O caso analisado ressalta a importância das usinas hidrelétricas na compensação das flutuações da geração eólica, principalmente em um sistema com predominância hidráulica como é o caso do sistema elétrico brasileiro.

Neste estudo foi utilizado um intervalo para análise intradiária de 4 horas. Recomenda-se para futuros trabalhos, a consideração de intervalos horários e maior número de cenários, o que é um desafio em termos de tempo computacional. Uma solução via uso de processamento paralelo torna-se necessária na análise de múltiplos cenários, que está em desenvolvimento no CEPEL.

A solução computacional via processamento paralelo permitirá também incluir cenários desfavoráveis de hidrologia, que combinados aos cenários de perfis intradiários de geração eólica, que deverá resultar em planos de expansão com maiores investimentos. De uma forma ou de outra, o problema do planejamento com maior participação de fontes renováveis não controláveis é complexo e premissas simplificadoras serão necessárias. Planos de expansão podem ser refinados em um esquema iterativo com modelos de planejamento de operação com menores estágios de análise operativa, maior número de cenários e restrições operativas como as de rampa de unidades geradoras, que é outra linha de pesquisa em andamento no CEPEL.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MESSNER, S., STRUBEGGER, M. (1995). User's Guide for MESSAGEIII. Laxenburg, Austria: IIASA.
- (2) ANTUNES, C., MARTINS, A., & BRITO, I. (2004). A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. Energy, 29, 613-627.
- (3) LOULOU, R., UWE, R., KANUDIA, A., LEHTILA, A., & GARY, G. (2005). Documentation for the TIMES model. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAPP). Paris, France: IEA-ETSAP.
- (4) LISBOA, M. L., DAMAZIO, J. M., SABOIA, C. H., MACEIRA, M. E. (2012). MATRIZ Modelo para estudos Integrados de planejamento de longo prazo para o sistema energético brasileiro. XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica: Cigrê Brasil.
- (5) LISBOA, M. L., MARZANO, L., SABOIA, C., MACEIRA, M. E., MELO, A.C.G. (2008). A mixed-integer programming model for long term generation expansion planning of the Brazilian system. 16th Power System Computation Conference, Glasgow, Escócia.
- (6) COLLINS, S., DEANE, J. P., PANOS, E., PIETZCKER, R., DELARUE, E., & PÁDRAG, B. G. (2017). Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 76, 839-856.
- (7) CURTY, M.G. (2020) Planejamento da expansão da geração considerando aspectos da programação diária da operação com fontes renováveis intermitentes. Dissertação de Mestrado M.Sc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.
- (8) LISBOA, M.L.V., SABÓIA, C. H. M., MARZANO, L.G., GURTY, M.G. (2019). Aprimoramentos metodológicos para o planejamento da expansão da geração de longo prazo com a maior participação de fontes renováveis intermitentes. XVIII Encontro Regional Ibero-Americano (IREAC)
- (9) PENNA, D. D. (2009). Definição da árvore de cenários de afluências para o planejamento da operação energética de médio prazo. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil: PUC.
- (10) MACQUEEN, J. (1967). Some methods for classification and analysis of multivariate observations. Proceedings of the 5th Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, Vol 1 (pp. 281-297). Berkeley, CA, USA: University of California Press.



- (11) XAVIER, V. L. (2012). Resolução do problema de agrupamento segundo o critério de minimização da soma de distâncias. UFRJ, COPPE/Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. Rio de Janeiro: UFRJ.
- (12) ONS (2021). Dados disponíveis em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>
- (13) LISBOA, M.L.V., MACHADO J. G. S., DAMÁZIO, J. M., SABÓIA, C. H. M., J.M. ,PESSANHA, J.F., MARZANO, L.G., CURTY, M.G. (2019) Análise do impacto da variabilidade das fontes renováveis na expansão integrada dos sistemas elétrico e de gás natural. XXV SNPTEE Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica
- (14) MME/EPE. (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME. MME/EPE (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- (15) MME/EPE (2019). Custo Marginal de expansão do setor elétrico brasileiro - Metodologia e Cálculo. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT\\_CME\\_EPE\\_DEE-NT-057\\_2019-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_CME_EPE_DEE-NT-057_2019-r0.pdf)
- (16) C.H.M. SABOIA, LUCENA. A., "A column generation approach for solving very large scale instances of the Brazilian long term power expansion planning model", 17th PSCC Power Systems Computation Conference), Stockholm, Suécia, 2011.
- (17) MACEIRA, M.E.P., PENNA D.D.J., DINIZ, A.L., PINTO, R.J., A.C.G., MELO, VASCONCELLOS, C. V., CRUZ . C.. 2018. "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil—Main Features and Improvements on the NEWAVE Model", PSCC 20th Power System Computation Conference, Dublin, Irlanda.

## DADOS BIOGRÁFICOS

(1) MARIA LUIZA VIANA LISBOA tem graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (1982), mestrado pela PCU/RJ e PhD pela University of Canterbury (1996), Nova Zelândia. Iniciou sua carreira profissional na Eletrobras, tendo trabalhado como pesquisadora visitante em UMIST, Inglaterra, e desde 2001 é pesquisadora no CEPEL, na área de planejamento da expansão da geração de longo prazo. Desde 2004 é professora adjunta do Instituto de Matemática da UERJ.

(2) JORGE MACHADO DAMÁZIO tem graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1977), mestrado em (1980) e doutorado (1977) em Engenharia Civil pela COPPE / UFJ. Desde 1977 é pesquisador do CEPEL, onde atua em inventário hidroelétrico, otimização da expansão e da operação de sistemas elétricos, séries temporais hidrológicas, operação para controle de cheias, mitigação de impactos ambientais, emissões de gases de efeito estufa e adaptação/resiliência às mudanças climáticas de hidroelétricas. Desde 2000 é professor do Instituto de Matemática da UERJ onde leciona Tópicos Especiais em Métodos de Decisão e Processos Industriais e Modelos de Regressão Linear no Departamento de Estatística.

(3) CARLOS HENRIQUE MEDEIROS DE SABOIA possui graduação em Engenharia Civil pela UFC (2000), mestrado (2002) e doutorado (2013) em otimização pelo Programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE/UFRJ. Trabalha desde 2002 como pesquisador do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), atuando na área de modelagem matemática e otimização de sistemas de grande porte, aplicados em problemas de planejamento da expansão de médio e longo prazo (modelos MELP/MATRIZ) e na operação de sistemas hidrotérmicos no curto prazo (modelo DESSEM). Participa ativamente de grupos técnicos com instituições e agentes do setor elétrico nos temas relacionados ao planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos.