

# Programação Diária da Operação e Formação de Preços com Integração da Geração Eólica em Larga Escala e Baterias

Roberto F. A. Menezes\* Ronaldo R. B. de Aquino\*\*  
Guilherme D. Soriano\*\*\*

\* *Universidade Federal de Pernambuco, Recife-PE,  
(e-mail: roberto.menezess@ymail.com)*

\*\* *Universidade Federal de Pernambuco, Recife-PE,  
(e-mail: rrbaguino@gmail.com)*

\*\*\* *Universidade Federal de Pernambuco, Recife-PE,  
(e-mail: guisoriano@gmail.com)*

---

**Abstract:** The Daily Operation Schedule (DOS) get new challenges as new sources of renewable energy are inserted into the power system. Besides the operation, the variability in the power delivered by these sources also causes a problem in the hourly pricing. Therefore, new tools that offer greater efficiency to the system have been proposed in order to minimize the negative effects caused by the variability of these one. This paper shows an analysis model of the DOS and of the Locational Marginal Pricing (LMP) with large scale penetration of wind power generation and the use of Battery Energy Storage Systems (BESS). This methodology is illustrated in an application in the PJM test system, highlighting the comparison of results with the presence or not of the wind power generation and BESS.

**Resumo:** A Programação Diária da Operação (PDO) adquire novos desafios conforme novas fontes renováveis são inseridas no sistema elétrico. Além da operação, a variabilidade na potência entregue por essas fontes também provoca um problema na formação de preços horários. Por conta disso, novas ferramentas que ofereçam maior eficiência têm sido propostas com intuito de minimizar os efeitos negativos provocados pela variabilidade dessas fontes. Este artigo apresenta um modelo de análise da PDO e do *Locational Marginal Pricing* (LMP) com a penetração da geração eólica em larga escala e o uso de Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias (SAEBs). Essa metodologia é ilustrada em uma aplicação no sistema teste PJM, destacando a comparação dos resultados com presença ou não da geração eólica e SAEBs.

**Keywords:** Daily Operation Scheduling; Large Scale Wind Power Generation, Energy Storage Systems, Locational Marginal Pricing, Interior-Point Methods.

**Palavras-chaves:** Programação Diária da Operação; Geração Eólica em Larga Escala; Sistemas de Armazenamento de Energia; *Locational Marginal Pricing*; Métodos de Pontos Interiores.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A operação de um sistema elétrico com a geração diversificada, como no caso do Brasil, pode provocar novos desafios à medida que vão sendo inseridas novas fontes com comportamento variável durante o dia. Esses desafios são vencidos, em parte, através de sistemas que conseguem armazenar energia. Nesse aspecto, deve-se adotar novos métodos de análise da operação e formação de preços que considerem a introdução de SAEBs.

No Brasil, as previsões da EPE (2019) para o ano 2029 indicam um crescimento médio da demanda de 3,7%. Vários empreendimentos de geração estão sendo construídos para auxiliar o suprimento da carga, principalmente parques eólicos. Segundo ABEEólica (2019) e ANEEL (2020), houve um crescimento da potência instalada da geração eólica de 27,1MW, em 2005, para 15,39GW, em 2020, onde o Nordeste é a região com mais de 90% dessas instalações.

Esse destaque positivo vem somado com a sazonalidade dos ventos na região Nordeste apresentar complementaridade com o perfil hídrico da região, como pode ser visto em ONS (2019), de modo que no período úmido a geração eólica é mais baixa e no período de seca é onde ocorre a maior geração desta fonte. Essa complementaridade e o fato de haver vários parques eólicos espalhados pela região traz segurança ao suprimento energético.

Tal integração das energias renováveis no sistema elétrico brasileiro permite a instalação de SAEBs para melhoria da operação energética, podendo ser aplicados como opção para contornar alguns problemas desde a geração até os consumidores finais. Neste trabalho, a principal aplicação dos SAEBs é a capacidade de suprimento energético através do deslocamento da energia no tempo.

De forma geral, o SIN possui muitas complexidades, e, a fim de contorná-las, a PDO tem o objetivo de estabelecer os programas diários de geração para o atendimento da

carga demandada no dia seguinte de forma ótima e segura. Além disso, o problema pode ser resolvido através do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e a modelagem da geração deve explorar propriedades do problema real.

Outro fator que deve ser levado em consideração é a progressiva desregulamentação que o mercado de energia elétrica brasileiro está sofrendo, além da perspectiva de aprimoramento da formação de preços, como verificado em Castro (2017), Mello et al. (2018) e Lima et al. (2019). Nesse contexto, o sinal econômico majoritariamente encontrado na literatura é o LMP. Assim, é importante que o Brasil se aproxime dos modelos de outros mercados do dia seguinte, mais modernos, que já estão discutindo a formação de preços a cada 5 minutos.

Portanto, considerando as características intrínsecas ao problema da PDO e formação do LMP em um contexto regional, este trabalho tem como objetivo propor um modelo de análise onde há a presença da geração eólica em larga escala e de SAEBs. Além disso, a modelagem da geração eólica permite o corte do fornecimento de energia devido aos requisitos de segurança da operação.

O problema da PDO é resolvido através do Método de Pontos Interiores (MPI) Primal-Dual e Preditor-Corretor junto com um método iterativo desenvolvido em Li (2007) para o cálculo do LMP. O modelo de análise é aplicado em versões modificadas do sistema PJM encontrados nos trabalhos de Li (2007) e Li et al. (2016).

A seguir, na seção 2, o problema da PDO é discutido com mais detalhes, além de serem apresentados os limites operativos e de segurança que devem ser levados em consideração. Já a seção 3 mostra a formação do LMP através de um método iterativo que envolve o FPO e as perdas elétricas relacionadas com o sistema de transmissão. Na seção 4 são apresentados os resultados numéricos obtidos com a estratégia proposta, e faz-se uma discussão detalhada dos resultados encontrados. Por fim, a seção 5 apresenta a conclusão acerca do estudo.

## 2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA PDO

O problema da PDO tem como objetivo obter as metas de geração de cada Unidade Geradora (UG) de forma a atender a demanda e minimizar o custo de operação para o próximo dia. Neste estudo, a modelagem é feita através do acoplamento dinâmico das variáveis de decisão por todo o horizonte de tempo.

### 2.1 Unidades Hidrelétricas

Os limites operativos de uma Unidade Hidrelétrica (UHE) depende dos limites de vazão turbinada e dos níveis de jusante e montante, segundo Wood (2012). Porém, as variáveis hidráulicas são desconsideradas neste modelo. Desta forma, a restrição dos limites operativos das UHEs é representada pela Equação (1):

$$ph_i \leq ph_i(t) \leq \overline{ph}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (1)$$

em que  $ph_i(t)$  é o despacho da UHE na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $ph_i$  é o limite mínimo de operação da UHE na barra  $i$ ;  $\overline{ph}_i$  é o limite máximo de operação da UHE na barra  $i$ ,  $\Omega_i$  é o conjunto de barras do sistema;  $T$  é o período total de tempo de análise.

### 2.2 Unidades Termelétricas

Segundo Wood (2012), as Unidades Termelétricas (UTES) possuem o nível mínimo de potência relacionado com a manutenção do ciclo termodinâmico, problemas de estabilidade na rede elétrica ou consumo mínimo de combustível. Já o nível máximo de potência refere-se a operação forçada das partes mecânicas das máquinas devido a trepidação e aquecimento excessivo. Assim, a restrição dos limites operativos das UTES é mostrada na Equação (2):

$$pt_i \leq pt_i(t) \leq \overline{pt}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (2)$$

em que  $pt_i(t)$  é o despacho da UTE na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $pt_i$  é o limite mínimo de operação da UTE na barra  $i$ ;  $\overline{pt}_i$  é o limite máximo de operação da UTE na barra  $i$ .

A rampa é uma característica operativa das UTES. Segundo Wood (2012), ela acopla o nível de geração da unidade entre dois intervalos consecutivos da programação, onde não é possível admitir variações abruptas da potência gerada nesse intervalo de tempo. Matematicamente a restrição de rampa é modelada como na Equação (3):

$$-rp_i \leq pt_i(t) - pt_i(t-1) \leq rp_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (3)$$

em que  $rp_i$  é a rampa permitida da UTE na barra  $i$ .

### 2.3 Representação das Centrais Eólicas

A geração eólica tem comportamento estocástico de acordo com o local em que as Centrais Eólicas (EOLs) estão instaladas. Essa variabilidade promove diversos estudos para propor modelos da PDO com a representação simplificada desse tipo de geração, onde a potência despachada pelos parques eólicos são valores médios horários. Sendo assim, a modelagem utilizada neste trabalho é baseada nas pesquisas de Hozouri et al. (2014), Zheng et al. (2015), Borges et al. (2019) e Imani et al. (2019).

Além disso, os limites operativos, representados pela geração prevista para cada hora do dia, permitem o corte parcial ou total do fornecimento de energia. Esta modelagem é importante a medida que vão sendo construídos cada vez mais parques eólicos na região Nordeste. Destacase o artigo de Godoi (2019) que aponta esse cenário. Desta forma, o modelo das EOLs pode ser visto na Equação (4):

$$0 \leq pw_i(t) \leq pw_i^*(t); \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (4)$$

em que  $pw_i(t)$  e  $pw_i^*(t)$  são o despacho da EOL e a geração eólica prevista na barra  $i$  no tempo  $t$ , respectivamente.

### 2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria

A instalação de SAEBs em sistemas com alta penetração de geração eólica pode auxiliar na redução do corte da mesma ou mesmo deslocar o uso dessa energia para outros horários. Assim, no momento em que houver excesso de energia eólica, a quantidade de energia que teria o fornecimento cortado pode ser armazenada, fornecendo flexibilidade temporal na operação para o atendimento à demanda. Da mesma forma, a energia gerada fora do horário de ponta, onde os preços são mais baixos, pode ser armazenada e utilizada em momentos mais oportunos.

As características dos SAEBs modeladas neste trabalho foram baseadas em Lueken (2014), Li et al. (2016), Zhang et al. (2016), Wang (2017) e Imani et al. (2019).

A capacidade energética dos SAEBs geralmente é definida de acordo com o tipo de tecnologia utilizada para conservar a energia. Essa margem é mostrada na Equação (5):

$$\underline{e}_i \leq e_i(t) \leq \bar{e}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (5)$$

em que  $e_i(t)$  é a energia armazenada na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $\underline{e}_i$  é a capacidade mínima de armazenamento na barra  $i$ ;  $\bar{e}_i$  é a capacidade máxima de armazenamento na barra  $i$ .

Assim, a energia armazenada disponível para um determinado momento é dada pela Equação (6):

$$e_i(t+1) = (1 - \gamma_i) \cdot e_i(t) - \left( \frac{psd_i(t)}{\eta_i} - psc_i(t) \cdot \eta_i \right) \cdot \Delta t; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T, \Delta t = 1h \quad (6)$$

em que  $\gamma_i$  é a taxa de autodescarga do SAEB na barra  $i$ ;  $\eta_i$  é a eficiência do SAEB na barra  $i$ ;  $psd_i(t)$  é a descarga do SAEB na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $psc_i(t)$  é a carga do SAEB na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $\Delta t$  é o intervalo de análise.

Além disso, na literatura é comum utilizar o termo *State-of-charge* (SoC) que define, em porcentagem, o nível da energia armazenada no sistema através da Equação (7):

$$soc_i(t) = \frac{e_i(t)}{\bar{e}_i}; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (7)$$

em que  $soc_i(t)$  é o SoC na barra  $i$  no tempo  $t$ .

Os limites do SoC, modelados em (8), são definidos de modo a aumentar a vida útil dos SAEBS:

$$\underline{soc}_i \leq soc_i(t) \leq \overline{soc}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (8)$$

em que  $\underline{soc}_i$  é o SoC mínimo do armazenamento na barra  $i$ ;  $\overline{soc}_i$  é o SoC máximo do armazenamento na barra  $i$ . Desta forma, substitui-se a Equação (7) em (8) obtendo novos limites para a energia armazenada, como visto em (9):

$$\underline{soc}_i \cdot \bar{e}_i \leq e_i(t) \leq \overline{soc}_i \cdot \bar{e}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T. \quad (9)$$

Como os SAEBS não são uma fonte de energia, eles devem retornar ao seu estado inicial de carga ao final do período em análise. Assim, o estado final da carga deve ser igual ao estado inicial, conforme mostrado na Equação (10):

$$e_i(t_0) = e_i(T); \quad \forall i \in \Omega_i. \quad (10)$$

Os limites de potência de carga e descarga dos SAEBS são definidos pelas variáveis  $psd_i(t)$  e  $psc_i(t)$  relacionadas com a variável  $ps_i(t)$  de potência líquida do SAEB na barra  $i$  no tempo  $t$ , como pode ser visto na Equação (11):

$$ps_i(t) = psd_i(t) - psc_i(t); \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T. \quad (11)$$

Como descrito em Zhang et al. (2016), caso o  $psd_i^*(t)$  e  $psc_i^*(t)$  sejam soluções do problema de FPO, tem-se que  $psd_i^*(t) \cdot psc_i^*(t) = 0$ . Assim, é possível representar os limites de carga e descarga separadamente em duas variáveis, como mostrado em (12) e (13), respectivamente:

$$0 \leq psc_i(t) \leq \overline{psc}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (12)$$

$$0 \leq psd_i(t) \leq \overline{psd}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (13)$$

em que  $\overline{psc}_i$  é o limite de carga do SAEB na barra  $i$ ;  $\overline{psd}_i$  é o limite de descarga do SAEB na barra  $i$ .

## 2.5 Balanço Energético

A restrição de balanço energético é responsável pelo atendimento da demanda e garante a utilização de toda potência gerada. Essa restrição é definida na Equação (14):

$$\sum_{i \in \Omega_i} [ph_i(t) + pt_i(t) + pw_i(t) + ps_i(t)] = \sum_{i \in \Omega_i} d_i(t); \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (14)$$

em que  $d_i(t)$  é a demanda prevista na barra  $i$  no tempo  $t$ .

## 2.6 Limites do Sistema de Transmissão

Um sistema de transmissão apresenta restrições relacionadas com a segurança do sistema e pode trazer fatores complicadores para o problema, pois a capacidade das linhas passa a influenciar diretamente as decisões de operação. Neste trabalho o fluxo de carga CC é modelado utilizando a matriz *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF), representada aqui por  $\mathbf{D}$ , e definida em (15):

$$D_{ki} = \frac{\Delta f_k}{\Delta p_i}; \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_i \quad (15)$$

em que  $f_k$  é o fluxo de potência na linha  $k$ ;  $p_i$  é a potência injetada/extraída da barra  $i$ ;  $\Omega_k$  é o conjunto de linhas.

Na matriz PTDF estão contidos os fatores de participação das injeções de potência (geração e carga) na composição dos fluxos nas linhas de transmissão do sistema. Esta matriz pode ser definida como mostrado na Equação (16):

$$\mathbf{D} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{A} \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{Y} \cdot \mathbf{A})^{-1} \quad (16)$$

em que  $\mathbf{Y}$  é a matriz admitância primitiva;  $\mathbf{A}$  é a matriz incidência do sistema reduzida. Sendo assim, a matriz de incidência  $\mathbf{A}$  é reduzida com a eliminação da coluna relacionada à barra de referência, e na matriz PTDF calculada é inserida uma coluna de zeros na posição que representa a barra de referência.

A restrição de desigualdade que define a capacidade do sistema de transmissão  $\bar{f}_k$  é descrita em (17):

$$-\bar{f}_k \leq \sum_{i \in \Omega_i} \{D_{ki} \cdot [ph_i(t) + pt_i(t) + pw_i(t) + ps_i(t) - d_i(t)]\} \leq \bar{f}_k; \quad \forall k \in \Omega_k, t = 1, 2, \dots, T. \quad (17)$$

## 2.7 Custo da Operação

O custo de operação é constituído pelo custo das UTEs que serão despachadas, intrinsecamente relacionado com o uso do combustível utilizado.

Como descrito em Wood (2012), o custo da operação das UTEs, em ambientes de mercado, pode ser representado por uma função linear na forma apresentada em (18):

$$ct = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_i} [c_i \cdot pt_i(t)]; \quad (18)$$

em que  $ct$  é o custo total ao longo do horizonte de tempo e  $c_i$  é o custo relacionado com a UTE na barra  $i$ .

## 3. FORMAÇÃO DO LMP

Nesta seção é apresentado o cálculo do LMP para a formação de preços baseado no trabalho de Li (2007), onde, para simplificar o problema do FPO e propor uma melhor compreensão do método, são desconsideradas as restrições relacionadas com a rampa e com o armazenamento de energia (não comprometendo o modelo).

A geração das UGs é representada pela variável de injeção líquida de potência ativa  $pg_i(t)$  descrita na Equação (19):

$$pg_i(t) = ph_i(t) + pt_i(t) + pw_i(t) + ps_i(t); \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (19)$$

desta forma, as Equações (14) e (17) podem ser reescritas através da Equações (20) e (21):

$$\sum_{i \in \Omega_i} pg_i(t) = \sum_{i \in \Omega_i} d_i(t); \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (20)$$

$$-\bar{f}_k \leq \sum_{i \in \Omega_i} [D_{ki} \cdot [pg_i(t) - d_i(t)]] \leq \bar{f}_k; \quad \forall k \in \Omega_k, t = 1, 2, \dots, T \quad (21)$$

e os limites da geração definidos por (22):

$$pg_i \leq pg_i(t) \leq \bar{pg}_i; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T. \quad (22)$$

### 3.1 Avaliação das Perdas do Sistema

As perdas do sistema precisam ser calculadas no LMP. Aqui elas são representadas pelos componentes *Marginal Loss Factor* (MLF) e *Marginal Delivery Factor* (MDF) definidos através da Equações (23) e (24):

$$mlf_i(t) = \frac{\partial pl(t)}{\partial pg_i(t)}; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (23)$$

$$mdf_i(t) = 1 - mlf_i(t); \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (24)$$

em que  $mlf_i(t)$  é o componente MLF na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $mdf_i(t)$  é o componente MDF na barra  $i$  no tempo  $t$ ;  $pl(t)$  é o total de perdas do sistema no tempo  $t$ .

O cálculo das perdas do sistema pode ser feito como mostrado na Equação (25):

$$pl(t) = \sum_{k \in \Omega_k} [f_k(t)^2 \cdot r_k]; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (25)$$

em que  $r_k$  é a resistência da linha  $k$ .

Desta forma, tem-se uma nova fórmula para o MLF, como pode ser visto na Equação (26):

$$mlf_i(t) = \frac{\partial}{\partial pg_i(t)} \left[ \sum_{k \in \Omega_k} \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [D_{ki} \cdot pg_i(t)]^2 \cdot r_k \right] \right]; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (26)$$

e, resolvendo essa derivada, tem-se:

$$mlf_i(t) = 2 \cdot \sum_{k \in \Omega_k} [r_k \cdot D_{ki} \cdot f_k(t)]; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (27)$$

assim, a Equação (20) considerando as perdas é reescrita em (28):

$$\sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t)] = \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot d_i(t)] - pl(t); \quad t = 1, 2, \dots, T. \quad (28)$$

A representação do MLF em uma barra pode ser positiva ou negativa. Quando positiva, implica que o aumento da injeção de potência na barra pode aumentar as perdas do sistema. Caso contrário, o aumento de injeção na barra pode reduzir as perdas do sistema.

O MLF depende do fluxo de carga. Por outro lado, o despacho energético pode ser afetado pela inclusão

do MLF no problema. Para contornar esse obstáculo, primeiramente é resolvido o FPO sem considerar o MLF ( $mlf_i(t) = 0$ ,  $mdf_i(t) = 1$  e  $pl(t) = 0$ ) e, a partir dos resultados encontrados, deve-se estimar os valores do MLF. Em seguida, com o MLF estimado, é resolvido novamente o FPO. Esse processo iterativo é repetido até que o critério de convergência, mostrado em (29), seja atingido:

$$|pg_i(t)^m - pg_i(t)^{(m-1)}| \leq \zeta; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T, \zeta \approx 0 \quad (29)$$

em que  $m$  é a iteração do método e  $\zeta$  é a tolerância.

Ainda em (28), nota-se a presença de  $pl(t)$  na equação do balanço energético. Ela é usada para compensar o uso do MLF e do MDF, de tal forma que a perda marginal do sistema (injeção líquida multiplicada pelo MLF) é o dobro da perda real. Desta forma, a inclusão de  $pl(t)$  na equação funciona como um *offset*.

### 3.2 Cálculo do LMP

Depois de obter a solução do FPO, o LMP pode ser calculado para qualquer barra do sistema a partir da Função de Lagrange, como pode ser visto na Equação (30):

$$lmp_i(t) = \frac{\partial L(t)}{\partial d_i(t)}; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (30)$$

em que  $lmp_i(t)$  é o LMP na barra  $i$  no tempo  $t$  e  $L(t)$  é a Função de Lagrange no tempo  $t$ . Assim, tem-se que:

$$L(t) = \sum_{i \in \Omega_i} [c_i \cdot pt_i(t)] - \lambda(t) \cdot \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [mdf_i(t) \cdot pg_i(t) - mdf_i(t) \cdot d_i(t)] + pl(t) \right] - \sum_{k \in \Omega_k} \left[ \underline{\pi}_k(t) \cdot \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [D_{ki} \cdot d_i(t) - D_{ki} \cdot pg_i(t)] + \bar{f}_k \right] \right] - \sum_{k \in \Omega_k} \left[ \bar{\pi}_k(t) \cdot \left[ \sum_{i \in \Omega_i} [D_{ki} \cdot pg_i(t) - D_{ki} \cdot d_i(t)] - \bar{f}_k \right] \right]; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (31)$$

de forma que  $\lambda(t)$  é o Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de balanço energético no tempo  $t$ ;  $\underline{\pi}_k(t)$  é o Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de limite inferior da linha  $k$  no tempo  $t$ ;  $\bar{\pi}_k(t)$  é o Multiplicador de Lagrange relacionado com a restrição de limite superior da linha  $k$  no tempo  $t$ .

Logo, a Equação (32) é a utilizada para o cálculo do LMP:

$$lmp_i(t) = \lambda(t) \cdot mdf_i(t) - \sum_{k \in \Omega_k} [\underline{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}] + \sum_{k \in \Omega_k} [\bar{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}] = \lambda(t) - \sum_{k \in \Omega_k} [\underline{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}] + \sum_{k \in \Omega_k} [\bar{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}] + \lambda(t) \cdot [mdf_i(t) - 1]; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (32)$$

podendo ser dividida em três partes:

- LMP energético:  $\lambda(t)$ ;
- LMP relacionado ao congestionamento:  $\sum_{k \in \Omega_k} [\bar{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}] - \sum_{k \in \Omega_k} [\underline{\pi}_k(t) \cdot D_{ki}]$ ;
- LMP relacionado às perdas:  $\lambda(t) \cdot [mdf_i(t) - 1]$ .

### 3.3 Ponderação da DNF

Na Equação (21), o fluxo de carga ainda assume uma rede sem perdas elétricas, enquanto a restrição de balanço energético (28) obriga que a geração total seja maior que a demanda total por conta das perdas. Isso leva a uma incompatibilidade (*mismatch*), de tal forma que todas as perdas aparecem na barra de referência do sistema. Assim, é necessário que as perdas sejam representadas também nas linhas de transmissão.

Este trabalho implementa o conceito de Demanda Nodal Fictícia (DNF) para representar as perdas elétricas das linhas conectadas à uma barra. Nele, a DNF tem o papel de distribuir as perdas entre cada linha da rede, mitigando, assim, o efeito de incompatibilidade. Nesse caso, o valor das perdas elétricas de cada linha de transmissão é dividido em duas metades que são conectadas nas barras que ligam essa linha. Desta forma, cada metade representa um aumento da demanda naquela barra, sendo o total de perdas equivalentes a DNF proposta. Por fim, a DNF pode ser representada pela Equação (33):

$$dnf_i(t) = \sum_{k \in \Omega_j} \left[ \frac{1}{2} \cdot f_k(t)^2 \cdot r_k \right]; \quad \forall i \in \Omega_i, t = 1, 2, \dots, T \quad (33)$$

em que  $dnf_i(t)$  é o DNF na barra  $i$  no tempo  $t$  e  $\Omega_j$  é o conjunto de linhas de transmissão ligadas à barra  $i$ .

Agora o fluxo de carga nas linhas também será limitado pelos valores das DNF das barras, o que fará com que a Equação (21) seja reescrita em (34):

$$-\bar{f}_k \leq \sum_{i \in \Omega_i} [D_{ki} \cdot [pg_i(t) - d_i(t) - dnf_i(t)]] \leq \bar{f}_k; \quad \forall k \in \Omega_k, t = 1, 2, \dots, T \quad (34)$$

Assim, algumas etapas do processo iterativo, descrito na Seção 3.1, são modificadas para a integração do cálculo das DNF. A etapa de inicialização das variáveis de perda marginal deve considerar  $dnf_i(t) = 0$ , e a etapa de atualização deve levar em conta  $dnf_i(t)$ .

Considerando o problema da PDO apresentado até aqui e o MPI Primal-Dual e Preditor-Corretor para sua resolução, a etapa final de testes é realizada com o intuito de propor uma análise detalhada da operação energética.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a validação do método, primeiramente o MPI Primal-Dual e Preditor-Corretor foi testado no problema de FPO junto com o algoritmo iterativo usado para o cálculo do LMP. Em seguida, o problema da PDO é resolvido para três casos distintos.

O sistema teste utilizado neste trabalho foi o PJM, composto por UTEs, EOLs e SAEBs. A ilustração do sistema pode ser vista na Figura 1. Como características, a carga total é dividida igualmente entre as barras 2, 3 e 4, a EOL1 e EOL2 possuem geração máxima prevista de 600MW e 300MW, respectivamente, e os dados das UTEs e dos SAEBs podem ser vistos nas Tabelas 1 e 2, nessa ordem.

Figura 1. Sistema teste PJM modificado.

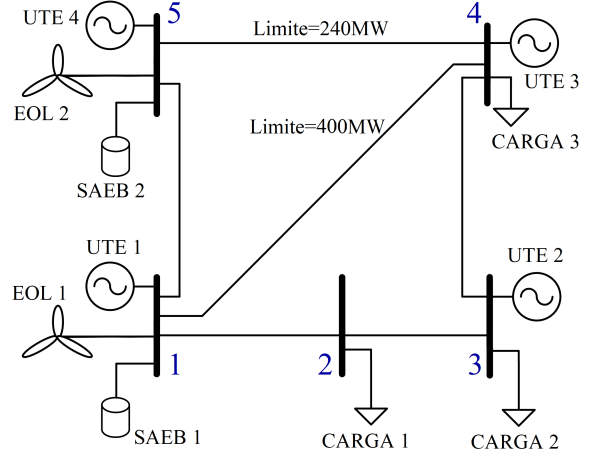


Tabela 1. Dados das UTEs do sistema PJM.

i	$pt_i$ [MW]	$\overline{pt}_i$ [MW]	$rp_i$ [MW/h]	$c_i$ [\$/MW]
1	0	210	210	14,81
3	0	520	260	30
4	0	200	100	35
5	0	600	300	10

Tabela 2. Dados dos SAEBs do sistema PJM.

i	$\overline{psc}_i$ e $psc_i$ [MW]	$\overline{e}_i$ [MWh]	$\gamma_i$ [%]	$\eta_i$ [%]	$\overline{soc}_i$ [%]	$\overline{soc}_i$ [%]	$soc_i(1)$ [%]
1	50	500	0	95	10	90	50
5	30	300	0	95	10	90	50

As simulações foram feitas no ambiente MATLAB2018a<sup>®</sup>, em um computador com processador Intel Core i7-4790 (3,60GHz) e memória RAM de 32 GB.

### 4.1 Avaliação do FPO e da Formação do LMP

A etapa de validação do MPI Primal-Dual e Preditor-Corretor implementado foi feita através da comparação dos resultados do FPO e do LMP com o trabalho de Li (2007) e com o *toolbox* de programação linear do MATLAB2018a<sup>®</sup>.

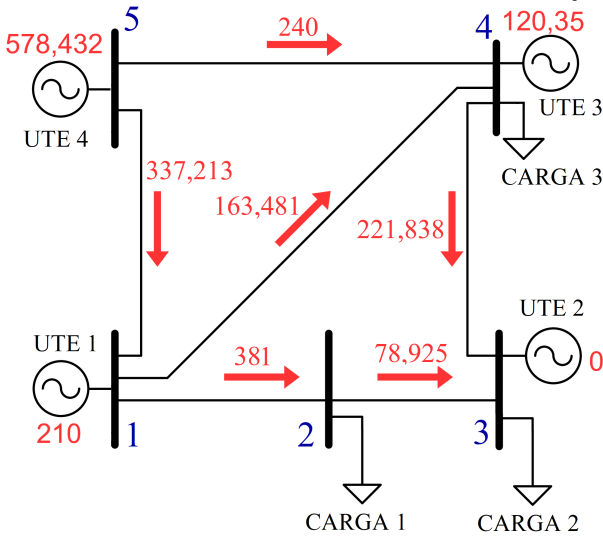
Nesse caso foi considerada a demanda total de 900MW e desconsiderada a geração eólica e os SAEBs. Os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 3, enquanto o resultado do FPO é visto na Figura 2.

Tabela 3. Resultados do FPO para o sistema PJM com demanda de 900MW.

i	$pg_i$ [MW]	$lmp_i$ [\$/MW]	$lmp_i^{En.}$ [\$/MW]	$lmp_i^{Con.}$ [\$/MW]	$lmp_i^{Perd.}$ [\$/MW]
1*	210,000	15,841		0,000	0,000
2	0,000	23,964		7,783	0,339
3	0,000	26,982	15,841	10,775	0,366
4	120,350	35,000		19,001	0,157
5	578,432	10,000		-5,773	-0,068
ct	13.106,562				

\* Referência

Figura 2. Resultado do FPO no sistema teste PJM [MW].

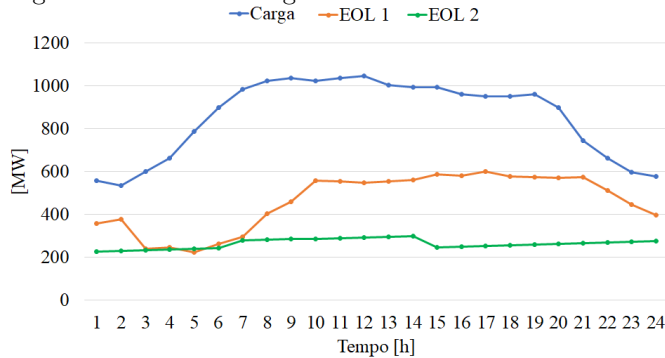


#### 4.2 Avaliação da PDO com EOLs e SAEBs

Com intuito de observar o impacto da geração eólica e dos SAEBs na operação energética e na formação de preços, o problema da PDO foi avaliado em três casos: o primeiro caso considera a ausência da geração eólica e dos SAEBs; o segundo caso é inserida apenas a geração eólica; o último caso considera a presença da geração eólica e dos SAEBs. Também foram obtidos gráficos do custo da operação, LMP médio horário, corte da geração eólica e do comportamento dos SAEBs, para todos estes casos.

Os valores normalizados da carga diária e da geração eólica foram obtidos em PJM (2019), e, além disso, o pico de carga considerado foi de 1045MW. A curva utilizada nas simulações pode ser vista na Figura 3.

Figura 3. Curvas de carga diária e das EOLs utilizadas.



Primeiramente, analisando o custo da operação, verifica-se na Figura 4 que a inclusão da geração eólica diminuiu os valores do custo total de operação, como esperado, e que os SAEBs funcionam para reduzir ainda mais esse valor.

Analisando os resultados do LMP médio através da Figura 5, observa-se que o impacto causado pela inclusão da geração eólica é de diminuir ou se igualar ao valor do LMP. Já o impacto dos SAEBs é de amortecer os preços, evitando subidas e descidas abruptas em alguns momentos. Porém, destaca-se que o armazenamento conseguiu tirar os valores do LMP médio de zero no começo e no final do

Figura 4. Custo da operação na PDO para o sistema PJM.

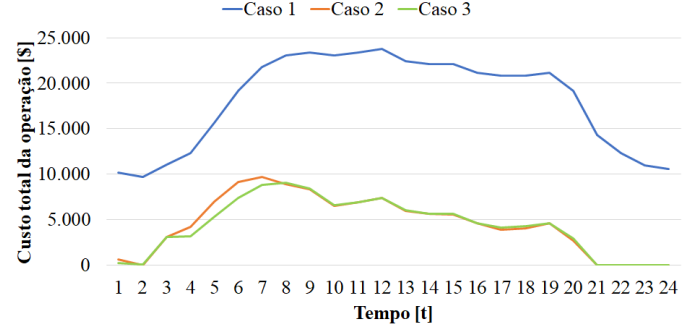
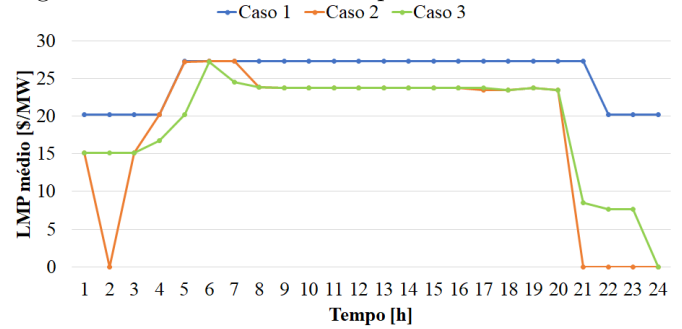


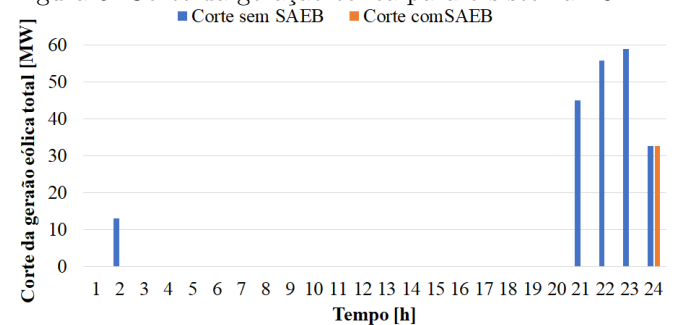
Figura 5. LMP médio na PDO para o sistema PJM.



dia. Isso pode ser explicado pelo fato dessas horas serem as mais vantajosas economicamente para se obter energia do sistema e armazená-la. Assim, há um deslocando de energia no tempo, onde o excesso da energia gerada pelas EOLs é armazenada nos SAEBs. Esse processo acarreta em um custo operacional total menor já que a energia armazenada vai ser usada em um momento mais propício.

Continuando a análise, agora com os resultados dos cortes da geração eólica, verifica-se na Figura 6 que, como esperado, a inclusão dos SAEBs diminuem o desperdício.

Figura 6. Corte da geração eólica para o sistema PJM.



Analisando o comportamento dos SAEBs através das Figuras 7 e 8, além do que já foi explorado, destaca-se o fato de o carregamento ocorrer justamente nos momentos onde o LMP é menor ou há excesso de geração eólica. Essa conjuntura explica a tentativa de amortecimento dos preços pelos SAEBs.

## REFERÊNCIAS

Figura 7. Comportamento do SAEB 1 na PDO para o sistema PJM.

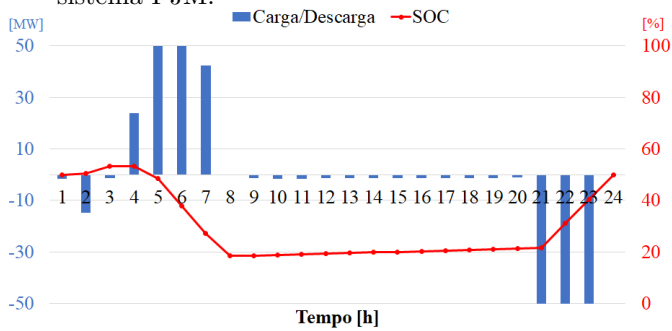
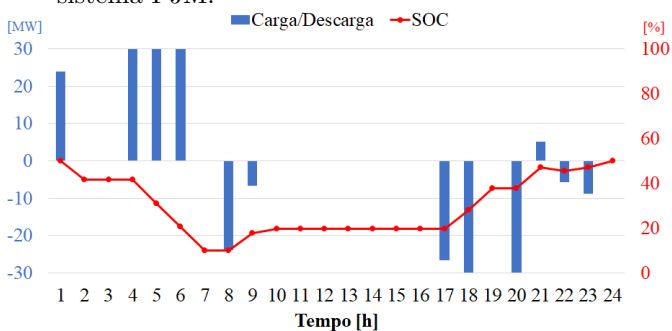


Figura 8. Comportamento do SAEB 2 na PDO para o sistema PJM.



## 5. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma forma de analisar operação diária através do uso de SAEBs em sistemas com a geração eólica em larga escala. A utilização da estratégia de resolução através do MPI Primal-Dual e Preditor-Corretor teve êxito na sua execução se comparado com os artigos utilizados como referência para o trabalho.

A metodologia de análise utilizada torna possível um estudo horário do LMP e da atuação dos SAEBs, podendo servir para estudos na área de sistemas de potência e de mercado energético horário que venham a surgir nos próximos anos.

Nota-se que, para o sistema PJM testado, o SAEB atua em momentos onde o LMP é o mais baixo dentro do período analisado. Esse comportamento é explicado pela modelagem utilizada que enxerga dentro das 24h os horários onde o custo operativo é mais baixo para poder carregar os SAEB, e os horários mais caros para poder descarregar-los.

Como proposta de trabalhos futuros, pode-se utilizar essa metodologia de análise para outros tipos de energia renováveis, além de considerar um estudo através de cenários de vento ou mesmo de aversão ao risco.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) pela infraestrutura proporcionada, assim como a à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro disponibilizado durante a pesquisa.

- ABEEólica (2019). Boletim anual da geração eólica (2018). Associação Brasileira de Energia Eólica.
- ANEEL (2020). Banco de informações de geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br>.
- Borges, C. et al. (2019). Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 539–548.
- Castro, R. (2017). Perspectivas para aprimoramento da formação de preços no brasil. In *IV Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia*.
- EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia 2029. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>.
- Godoi, M. (2019). Precisamos falar de constrained-off das eólicas. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br>.
- Hozouri, M.A. et al. (2014). On the use of pumped storage for wind energy maximization in transmission-constrained power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(2), 1017–1025.
- Imani, M.H. et al. (2019). Implementing time-of-use demand response program in microgrid considering energy storage unit participation and different capacities of installed wind power. *Electric Power Systems Research*, 175, 105916.
- Li, F. et al. (2016). Strategic scheduling of energy storage for load serving entities in locational marginal pricing market. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(5), 1258–1267.
- Li, Fangxing & Bo, R. (2007). Dcopf-based lmp simulation: algorithm, comparison with acopf, and sensitivity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1475–1485.
- Lima, D.A. et al. (2019). Avaliação dos incentivos das fontes renováveis nos custos de transmissão. In *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1–10. Cigré-Brasil.
- Lueken, Roger & Apt, J. (2014). The effects of bulk electricity storage on the pjm market. *Energy Systems*, 5(4), 677–704.
- Mello, J.C.O. et al. (2018). A adoção do preço horário na operação do mercado brasileiro - questões e soluções. In *XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 1–11. Cigré-Brasil.
- ONS (2019). Histórico da operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>.
- PJM (2019). Historical data. Disponível em: <http://www.pjm.com/>.
- Wang, Y. (2017). *Energy Storage Operation with Wind Uncertainty*. Ph.D. thesis, University of Washington, Seattle, Estados Unidos.
- Wood, Allen J & Wollenberg, B.F. (2012). *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons.
- Zhang, Y. et al. (2016). Day-ahead smart grid cooperative distributed energy scheduling with renewable and storage integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4), 1739–1748.
- Zheng, L. et al. (2015). Optimal energy storage system allocation and operation for improving wind power penetration. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(16), 2672–2678.