

Restrições de Segurança no Pré-Despacho do Sistema Interligado Brasileiro Utilizando Métodos de Pontos Interiores

Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira

Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, UNICAMP
13083-852, Campinas, SP - aurelio@ime.unicamp.br

Luciana Casacio

FEEC - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP
13083-852, Campinas, SP - luciana@denis.fee.unicamp.br

RESUMO

Uma abordagem por método de pontos interiores primal-dual é desenvolvida para minimizar as perdas na geração e transmissão de um sistema de potência hidrotérmico com restrições de segurança. Problemas de otimização dinâmicos aparecem com frequência em aplicações de pesquisa operacional a sistemas de engenharia. Este trabalho aborda a família desses problemas correspondentes a otimização de fluxos em redes com restrições de segurança, com foco no problema de scheduling à curto prazo de sistemas hidroelétricos, denominado pré-despacho. Uma vez que a demanda de energia varia ao longo do dia, a geração de energia deve acompanhar a variação da carga. No pré-despacho de sistemas hidrotérmicos, as usinas hidroelétricas têm metas diárias a cumprir, estabelecidas pelo planejamento de longo prazo. Esse trabalho considera que as usinas e as linhas de transmissão devem também operar de forma a proporcionarem um fluxo de energia confiável, caracterizado por restrições de segurança, para atender demandas imprevistas ou contingências. A estrutura matricial do problema é explorada, objetivando uma implementação eficiente do ponto de vista de tempos de processamento, e robusta, do ponto de vista numérico. A abordagem desenvolvida é comparada com uma implementação para o problema de pré-despacho que não considera restrições de segurança. As comparações são realizadas em termos de eficiência computacional e qualidade das soluções. Esses estudos de caso mostram que a inclusão das restrições de segurança permitem obter soluções de pré-despacho estáveis, com tempos computacionais adequados e boa estabilidade numérica.

Palavras-Chave: Problema de Pré-despacho, Métodos de Pontos Interiores, Sistemas de Potência, Restrições de Segurança.

ABSTRACT

The primal-dual interior point methods are used to minimize power generation and transmission of hydrothermal power system considering security constraints. Dynamic optimization problems often appear in operations research applications to engineering systems. This work approaches this family of problems corresponding to networks flow optimization with security constraints, focusing on the short term hydroelectric system scheduling problem, called pre-dispatch. Since the energy demand varies throughout the day, the energy generation must satisfy daily targets, established by long-term scheduling models. In the pre-dispatch of hydrothermal systems, the hydroelectric

plants must satisfy daily goals, established by long-term planning. This study considers that the hydroelectric plants and transmission branches must also operate to provide a reliable flow of energy, characterized by security constraints, i.e. both under normal operating conditions and when specified disturbances happen. Sparsity techniques are used to exploit the matrix structure of the problem aiming an efficient implementation in terms of robustness and computational time. The approach is compared to an implementation for the pre-dispatch problem which does not consider security constraints. The comparisons are made in terms of computational efficiency and quality of the solutions, the studies case show the inclusion of security constraints allows stable solutions in appropriate computational time and numerical stability.

Keywords: Predispach Problem, Interior Points Methods, Power Systems, Security Constraints.

1 Introdução

Considerando a complexidade de um grande sistema elétrico como o brasileiro, torna-se necessária a aplicação de métodos para otimizar o uso de recursos, minimizando custos e perdas na geração e transmissão. Para isso, procura-se atender as demandas com redução da geração térmica e poupando recursos hídricos.

Uma vez que as demandas de energia variam ao longo do dia, as gerações devem acompanhar as variações de carga. No pré-despacho de sistemas hidroelétricos, as usinas têm metas a cumprir em um determinado dia, estabelecidas pelo planejamento de longo-prazo. A solução do problema de pré-despacho deve fornecer um conjunto de instruções operacionais de curto prazo, que atenda as demandas e satisfaça as metas energéticas estabelecidas no planejamento de longo prazo. Adicionalmente, é necessário respeitar a cada período de tempo restrições de segurança para atender demandas imprevistas ou contingências.

Os métodos de pontos interiores vêm apresentando bons resultados em problemas de pré-despacho [8, 6, 12].

Este trabalho estende as contribuições anteriores para o problema de otimização do pré-despacho obtendo uma nova estrutura específica, considerando agora a inclusão de restrições de segurança. Para isso, explora as estruturas matriciais dos sistemas lineares decorrentes da aplicação de métodos de pontos interiores primais-duais ao problema estendido.

2 Modelo Matemático

A definição de estratégias para geração e transmissão de energia elétrica para o atendimento da demanda em um intervalo de tempo, caracterizam um problema de fluxo de potência. Os fluxos de potência que otimizam um determinado critério são chamados fluxos de potência ótimos.

Neste trabalho será utilizado o modelo linearizado (DC) [10]. Com esta abordagem, as restrições podem ser divididas em blocos, que se repetem a cada intervalo de tempo. O modelo do pré-despacho consiste, então, na solução de diversos problemas de fluxos de potência ótimos, acoplados por restrições adicionais.

Nesse modelo, as leis de Kirchhoff [9], que caracterizam as conservações de fluxos e de energia em uma rede elétrica, são utilizadas como restrições de um problema de programação quadrática. Os fluxos de potência são representados explicitamente, considerando os limites de transmissão como restrições e as perdas de transmissão como critério de desempenho. As condições de segurança são expressas como restrições adicionais sobre os fluxos em um conjunto de linhas.

A caracterização do modelo matemático para o problema de pré-despacho dinâmico com restrições de segurança é realizada a seguir. Inicialmente apresenta-se um modelo estático para

o problema de fluxo de potência ótimo em um único período. Em seguida, discute-se a inclusão de restrições de segurança e a generalização do modelo para o problema dinâmico de pré-despacho com restrições de segurança.

2.1 O Modelo Estático

O modelo matemático para encontrar os fluxos de potência ótimos DC, acrescidos das restrições de segurança pode ser caracterizado da forma a seguir [4, 1]:

$$\min \quad \frac{\alpha}{2} f^t R f + \frac{\beta}{2} \gamma(p) \quad (1)$$

$$\text{sujeito a} \quad A f = p - d, \quad T f = 0 \quad (2)$$

$$s^{\min} \leq M p + N f \leq s^{\max} \quad (3)$$

$$f^{\min} \leq f \leq f^{\max}, \quad p^{\min} \leq p \leq p^{\max} \quad (4)$$

onde:

α e β são ponderações dos objetivos a minimizar

f representa o vetor de fluxo de potência ativa;

p representa o vetor de geração de potência ativa;

R representa a matriz diagonal das resistências das linhas;

$\gamma(p)$ representa a função de perdas na geração;

A representa a matriz de incidência da rede de transmissão;

T representa a matriz de reatância da rede de transmissão;

d representa as demandas de potência ativa;

M representa a matriz dos geradores envolvidos nas restrições de segurança;

N é a matriz equivalente para linhas de transmissão;

f^{\max} e f^{\min} são os limites de fluxo de potência ativa;

p^{\max} e p^{\min} são os limites de geração de energia hidráulica;

s^{\max} e s^{\min} são os limites de nas restrições de segurança.

As equações em (2) representam as leis de Kirchhoff para nós e ciclos da rede (circuitos), respectivamente. A equação (3) representa as restrições de segurança e as equações (4) as capacidades de geração e transmissão do sistema, respectivamente. Assim, o conjunto de restrições deste problema é linear.

A função de perdas na geração hidráulica $\gamma(p)$ modela as formas mais importantes de perdas no horizonte do pré-despacho: variações nas cotas de jusante; perdas nas tubulações de adução das unidades geradoras; e perdas associadas à eficiência do par turbina-gerador. Em [13] estas perdas foram formuladas como uma função quadrática para cada unidade geradora: $\gamma(p) = p^t Q p + c^t p$; onde Q é uma matriz diagonal e c representa a componente linear das perdas na geração.

O custo de geração associado às termoeletricas também é uma função quadrática, independente para cada gerador. Portanto, as duas componentes da função objetivo (1) são quadráticas com variáveis separáveis, uma vez que a matriz R também é diagonal. Vale ressaltar que os métodos de pontos interiores para problemas com esta característica apresentam desempenhos similares aos obtidos em problemas lineares. Em particular, o esforço por iteração é essencialmente o mesmo em ambas as situações [15, 14].

2.2 Restrições de Segurança

As restrições de segurança modelam as três principais situações que podem ocorrer no sistema elétrico brasileiro:

- Saída de linha: a queda da linha $k-m$ pode ser coberta pela linha $i-j$ sem sobrecargas através de restrições do tipo $s_1^{min} \leq f_{km} + \lambda f_{ij} \leq s_1^{max}$ [2]. Note que nesses casos considera-se $M = 0$ na equação 3 e mais que uma linha pode ser usada para cobrir a falha de uma determinada linha.
- Desligamento de gerador: a saída de um gerador pode sobrecarregar uma linha de transmissão. Restrições do tipo $s_2^{min} \leq p_k + \phi f_{ij} \leq s_2^{max}$ evitam que a linha $i-j$ seja sobrecarregada no caso do desligamento do gerador k [2].
- Gargalos no sistema: limites no fluxo entre duas áreas da rede evitam que haja sobrecarga nas linhas por excesso de potência passando por elas. Essas restrições podem ser impostas através da inequação $s_3^{min} \leq p_l + \epsilon f_{ij} + \eta f_{km} \leq s_3^{max}$. Para os estudos de casos realizados na Seção 4, os dados para essas restrições foram sugeridos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS).

2.3 O Modelo Dinâmico

A representação do problema descrita na Seção 2.1 corresponde a um único intervalo de tempo da operação. Para estender a formulação (1-4) para múltiplos períodos, é necessário considerar este problema para cada intervalo de tempo, acrescentando as restrições de acoplamento referentes às metas de geração das usinas hidroelétricas.

A equação $\sum_{k=1}^t p_j^k = \tilde{q}_j$ representa o atendimento das metas para cada usina hidroelétrica j ; onde t representa o número de intervalos de tempo, \tilde{q}_j representa a meta de geração de energia das hidroelétricas e p_j^k representa a geração de potência ativa da usina j no intervalo k .

Considerando os t intervalos de tempo [11] e acrescentando as restrições de segurança, tem-se:

$$\begin{aligned} \min \quad & \frac{\alpha}{2} \sum_{k=1}^t (f^{kt} R f^k) + \frac{\beta}{2} \sum_{k=1}^t (p^{kt} Q p^k + c^t p^k) \\ \text{sujeito a} \quad & A f^k = p^k - d^k, \quad T f^k = 0 \\ & s^{min} \leq M p^k + N f^k \leq s^{max} \\ & f^{min} \leq f^k \leq f^{max} \\ & p^{min} \leq p^k \leq p^{max} \quad \forall k \in (1, \dots, t) \\ & \sum_{k=1}^t p_j^k = \tilde{q}_j \quad \forall j \in (1, \dots, g). \end{aligned}$$

É fácil perceber que as restrições se repetem para cada intervalo de tempo e apenas se acoplam através das restrições adicionais de metas de geração.

3 Aplicação de Métodos de Pontos Interiores Primal-Dual ao Modelo

Para deixar o problema na forma padrão primal, utiliza-se uma variável s para uma representação equivalente da restrição de segurança:

$$\begin{aligned} s^k &= M p^k + N f^k \\ &e \\ s^{min} &\leq s^k \leq s^{max}. \end{aligned}$$

Mudanças de variáveis são realizadas, tornando os limites inferiores iguais a zero:

$$\begin{aligned}\tilde{f}^k &= f^k - f^{\min} \Rightarrow f^k = \tilde{f}^k + f^{\min} \\ \tilde{f}^{\max} &= f^{\max} - f^{\min} \Rightarrow f^{\max} = \tilde{f}^{\max} + f^{\min} \\ \tilde{p}^k &= p^k - p^{\min} \Rightarrow p^k = \tilde{p}^k + p^{\min} \\ \tilde{p}^{\max} &= p^{\max} - p^{\min} \Rightarrow p^{\max} = \tilde{p}^{\max} + p^{\min} \\ \tilde{s}^k &= s^k - s^{\min} \Rightarrow s^k = \tilde{s}^k + s^{\min} \\ \tilde{s}^{\max} &= s^{\max} - s^{\min} \Rightarrow s^{\max} = \tilde{s}^{\max} + s^{\min}.\end{aligned}$$

Além disso, são acrescentadas as variáveis de folga \tilde{s}_f , \tilde{s}_p e \tilde{s}_s , definindo o modelo em sua forma primal padrão:

$$\text{minimizar } \alpha \sum_{k=1}^t [(\tilde{f}^t)^k R \tilde{f}^k + c_{\tilde{f}}^t \tilde{f}] + \beta \sum_{k=1}^t [(\tilde{p}^t)^k Q \tilde{p}^k + c_{\tilde{p}}^t \tilde{p}]$$

sujeito a

$$\begin{aligned}A \tilde{f}^k - \tilde{p}^k &= \tilde{l}_1 \\ T \tilde{f}^k &= \tilde{l}_2 \\ \tilde{s}^k - M \tilde{p}^k - N \tilde{f}^k &= \tilde{l}_3 \\ \tilde{f}^k + \tilde{s}_f &= \tilde{f}^{\max} \\ \tilde{p}^k + \tilde{s}_p &= \tilde{p}^{\max} \\ \tilde{s}^k + \tilde{s}_s &= \tilde{s}^{\max} \\ \sum_{k=1}^t \tilde{p}^k &= \tilde{q}_j \\ (\tilde{f}^k, \tilde{p}^k, \tilde{s}^k, \tilde{s}_f^k, \tilde{s}_p^k, \tilde{s}_s^k) &\geq 0.\end{aligned} \quad \begin{aligned} &\forall k \in (1, \dots, t) \\ &\forall j \in (1, \dots, g)\end{aligned}$$

Os termos a seguir foram substituídos por serem constantes:

$$\begin{aligned}c_{\tilde{f}}^t &= 2(f^{\min})^t R \\ c_{\tilde{p}}^t &= 2(p^{\min})^t Q + c^t p^{\min} \\ \tilde{l}_1 &= -A f^{\min} + p^{\min} - l \\ \tilde{l}_2 &= -T f^{\min} \\ \tilde{l}_3 &= M p^{\min} + N f^{\min} - s^{\min} \\ \tilde{q}_j &= q_j - \sum_{k=1}^t p^{\min}.\end{aligned}$$

Para facilitar o desenvolvimento, parte das restrições do problema de pré-despacho pode ser colocada na forma matricial [10], definindo-se:

$$B = \begin{bmatrix} A \\ T \end{bmatrix}, \quad E = \begin{bmatrix} I \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \tilde{l} = \begin{bmatrix} \tilde{l}_1 \\ \tilde{l}_2 \end{bmatrix}.$$

Assim, tem-se o problema de pré-despacho na forma padrão (omitindo os tils para simplificar a notação):

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \frac{\alpha}{2} \sum_{k=1}^t [(f^t)^k R f^k + c_f^t f^k] + \frac{\beta}{2} \sum_{k=1}^t [(p^t)^k Q p^k + c_p^t p^k] \\
 \text{sujeito a} \quad & B f^k - E p^k = l^k \\
 & s^k - M p^k - N f^k = l_3 \\
 & f^k + s_f^k = f^{max} \quad \forall k \in (1, \dots, t) \\
 & p^k + s_p^k = p^{max} \\
 & s^k + s_s^k = s^{max} \\
 & \sum_{k=1}^t p_j^k = q_j \quad \forall j \in (1, \dots, g) \\
 & (f^k, p^k, s^k, s_f^k, s_p^k, s_s^k) \geq 0.
 \end{aligned} \tag{5}$$

Os termos $f^{mint} R f^{min}$ e $p^{mint} Q p^{min}$ foram temporariamente desconsiderados da função objetivo por serem constantes. Na solução final eles serão acrescentados à função objetivo.

Para descrição do problema dual, defini-se o vetor $y^{k^t} = [y_1^k \ y_2^k \ -w_f^k \ -w_p^k \ -w_s^k \ y_q^k]$, referente às variáveis do problema dual. Acrescentando as variáveis de folga z_f, z_p e z_s , o problema dual na forma padrão é dado por [15]:

$$\begin{aligned}
 \max \quad & (l^t)^k y_1^k + (l_3^t)^k y_2^k - (f^{max})^t w_f^k - (p^{max})^t w_p^k - \\
 & (s^{max})^t w_s^k + q^t y_q - \frac{\alpha}{2} \sum_{k=1}^t [(f^t)^k R f^k] - \frac{\beta}{2} \sum_{k=1}^t [(p^t)^k Q p^k] \\
 \text{sujeito a} \quad & B^t y_1^k - N^t y_2^k - w_f^k + z_f^k = c_f + R f^k \\
 & -E^t y_1^k - M^t y_2^k - w_p^k + y_q + z_p^k = c_p + Q p^k \\
 & y_2^k - w_s^k + z_s^k = 0 \\
 & (w_f, w_p, w_s, z_f^k, z_p^k, z_s^k) \geq 0 \\
 & (y_1^k, y_2^k, y_q) \text{ livres}, \quad \forall k \in (1, \dots, t).
 \end{aligned}$$

As condições de otimalidade são dadas pela factibilidade primal, factibilidade dual e pelas condições de complementaridade [15]:

$$\begin{cases} F^k Z_f^k e = 0 & P^k Z_p^k e = 0 \\ S^k Z_s^k e = 0 & S_f^k W_f^k e = 0 \\ S_p^k W_p^k e = 0 & S_s^k W_s^k e = 0 \end{cases} \quad \forall k \in (1, \dots, t),$$

onde $e^t = [1 \ 1 \ \dots \ 1]$ e a notação $F = \text{diag}(f)$ é utilizada.

Aplicando-se o método de Newton às condições de otimalidade, obtém-se o sistema linear a ser resolvido, onde cada r é o vetor de resíduos correspondente:

$$\left\{ \begin{array}{l} Bdf^k - Edp^k = r_1^k \\ ds^k - Ndf^k - Mdp^k = r_2^k \\ df^k + ds_f^k = r_3^k \\ dp^k + ds_p^k = r_4^k \\ ds^k + ds_s^k = r_5^k \\ B^t dy_1^k - N^t dy_2^k - dw_f^k + dz_f^k - Rdf^k = r_6^k \\ -E^t dy_1^k - M^t dy_2^k - dw_p^k + dy_q^k + dz_p^k - Qdp^k = r_7^k \\ dy_2^k - dw_s^k + dz_s^k = r_8^k \\ Z_f df^k + F dz_f^k = r_9^k \\ Z_p dp^k + P dz_p^k = r_{10}^k \\ Z_s ds^k + S dz_s^k = r_{11}^k \\ W_f ds_f^k + S_f dw_f^k = r_{12}^k \\ W_p ds_p^k + S_p dw_p^k = r_{13}^k \\ W_s ds_s^k + S_s dw_s^k = r_{14}^k \\ \sum_{k=1}^t dp_j^k = r_q^k. \end{array} \right. \quad \forall k \in (1, \dots, t) \quad \forall j \in (1, \dots, g).$$

Este sistema pode ser consideravelmente reduzido através da substituição de variáveis, que não modificam sua estrutura esparsa. Substituindo as variáveis de folga e df , dp e ds , obtemos o sistema simplificado a seguir:

$$\left\{ \begin{array}{l} dy_1^k = Y^{-1k} [r_y^k - (W^k B_s^{-1k} M^k D_p^{-1k} - E^k D_p^{-1k}) dy_q^k] \\ dy_2^k = B_s^{-1k} [r_x^k - W^{tk} dy_1^k + M^k D_p^{-1k} dy_q^k] \\ \sum_{k=1}^t dp_j^k = r_q^k, \quad \text{onde:} \end{array} \right.$$

$$\begin{aligned} D_f^k &= S_f^{-1k} W_f^k + F^{-1k} Z_f^k + R \\ D_p^k &= S_p^{-1k} W_p^k + P^{-1k} Z_p^k + Q \\ D_s^k &= S_s^{-1k} W_s^k + S^{-1k} Z_s \\ r_f^k &= r_6^k + S_f^{-1k} r_{12}^k - S_f^{-1k} W_f^k r_3^k - F^{-1k} r_9^k \\ r_p^k &= r_7^k + S_p^{-1k} r_{13}^k - S_p^{-1k} W_p^k r_4^k - P^{-1k} r_{10}^k \\ r_s^k &= r_8^k + S_s^{-1k} r_{14}^k - S_s^{-1k} W_s^k r_5^k - S^{-1k} r_{11}^k \\ B_s^k &= D_s^{-1k} + N^k D_f^{-1k} N^{tk} + M^k D_p^{-1k} M^{tk} \\ W^k &= E^k D_p^{-1k} M^{tk} - B^k D_f^{-1k} N^{tk} \\ Y^k &= B^k D_f^{-1k} B^{tk} + E^k D_p^{-1k} E^{tk} - W^k B_s^{-1k} W^{tk} \\ r_x^k &= r_2^k + D_s^{-1k} r_s^k - N^k D_f^{-1k} r_f^k - M^k D_p^{-1k} r_p^k \\ r_y^k &= r_1^k + B^k D_f^{-1k} r_f^k - E^k D_p^{-1k} r_p^k - W^k B_s^{-1k} r_x^k. \end{aligned}$$

Observe que D_f , D_p e D_s são matrizes diagonais.
Substituindo dy_1 e dy_2 , chegamos ao sistema linear final:

$$dy_q = S^{-1} \left[\sum_{k=1}^t D_p^{-1k} (r_p^k + M^{tk} B_s^{-1k} r_x^k - H^{tk} Y^{-1k} r_y^k) \right],$$

onde:

$$H^k = W^k B_s^{-1k} M^k - E^k \quad e$$

$$S = \sum_{k=1}^t -D_p^{-1k} (H^{tk} Y^{-1k} H^k + M^{tk} B_s^{-1k} M^k) D_p^{-1k} + D_p^{-1k}.$$

Para reduzir o custo computacional da solução do problema, podem ser feitas decomposições nas matrizes. Como a matriz B_s é simétrica e definida positiva, pode-se aplicar sobre ela a decomposição de Cholesky [5]. Para a solução do sistema final, pode ser aplicada à matriz S a decomposição de Bunch-Parlett [3], que decompõe matrizes simétricas indefinidas através de um método de pivoteamento bloco diagonal que mantém a simetria das matrizes. A matriz Y não é simétrica nem definida positiva. Neste caso, é sugerida a utilização da fórmula de Sherman-Morrison-Woodbury [7]: $(C + UXV^t)^{-1} = C^{-1} - C^{-1}U(X^{-1} + V^tC^{-1}U)^{-1}V^tC^{-1}$, onde $U = W$, $X = -B_s^{-1}$ e $V^t = W^t$. No cálculo de C^{-1} , pode-se utilizar a decomposição de Cholesky. O custo computacional para resolver $(X^{-1} + V^tC^{-1}U)^{-1}$ tende a ser menor do que Y^{-1} pois $(X^{-1} + V^tC^{-1}U)$ tem a dimensão do número de restrições de segurança (o número de restrições de segurança é muito menor do que a dimensão de Y). Além disso, é possível utilizar a decomposição de Bunch-Parlett para obtenção de $(X^{-1} + V^tC^{-1}U)^{-1}$.

4 Estudos de Casos

O programa foi desenvolvido em Matlab 7.0 no sistema operacional Windows 7 (64 bits), processador Intel i5, HD de 500 GB e 4 GB de memória.

Foi definido um conjunto de restrições de segurança para evitar a interrupção do fluxo de energia em caso de contingências. Essas restrições procuram garantir a operação do sistema sob as três situações de contingência discutidas anteriormente: saída de linha, desligamento de gerador e gargalos no sistema.

Foram realizados testes variando as restrições de segurança, alterando o limite nos fluxos de potência e os limites nas restrições de segurança. O horizonte de tempo considerado foi de 24 horas. Para a convergência do método foi utilizada uma precisão na ordem de 10^{-5} , tamanho do passo igual a 0,9995 e $\alpha = \beta = 1$.

Foram avaliados dois conjuntos de pontos iniciais. O primeiro conjunto, sugerido em [1] tem as seguintes características: $f^0 = s_f^0 = f^{max}/2$, $p^0 = s_p^0 = p^{max}/2$, $y_1^0 = y_2^0 = 0$, $w_f^0 = z_f^0 = (R + I)e$, $w_p^0 = z_p^0 = w_s^0 = z_s^0 = I$, $s^0 = 2(s_{max} - s_{min})/3$, $s_s^0 = (s_{max} - s_{min})/3$.

O outro conjunto de pontos iniciais foi obtido a partir da solução do problema estático apresentado no Item 1. Para cada intervalo de tempo, um problema de fluxo de potência ótimo com as restrições de segurança é resolvido; a solução obtida é usada como ponto inicial para este intervalo de tempo no problema de pré-despacho.

Utilizando os pontos iniciais gerados pela primeira opção, a convergência foi mais rápida. Assim, todos os resultados apresentados a seguir utilizaram esses pontos iniciais.

A utilização da decomposição de Cholesky no cálculo de B_s reduziu o custo computacional. Por isso, foi utilizada em todos os resultados que serão apresentados. A solução do sistema Y através da fórmula de Sherman-Morrison-Woodbury não foi significativa para redução do custo computacional. A decomposição de Bunch-Parlett não foi utilizada pois verificou-se que sua implementação em Matlab seria mais custosa que a resolução do sistema linear pela decomposição LU adotada pelo Matlab.

4.1 Os sistemas IEEE30 e IEEE118

O sistema IEEE30, representado na Figura 1, corresponde a uma parcela do sistema elétrico americano em 1962. Esse sistema possui 30 barras, 41 linhas e 6 geradores. Para esse sistema,

foram criadas 3 restrições de segurança.

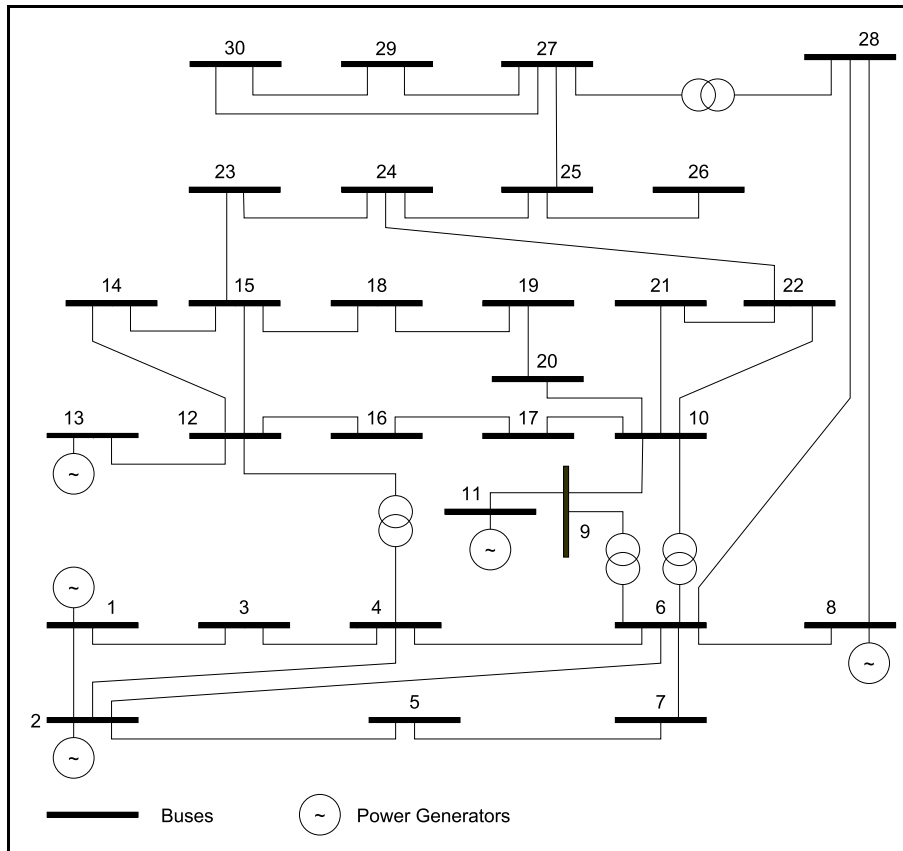


Figura 1: Rede do Sistema IEEE30

A primeira restrição está ilustrada na Figura 2. Esse tipo de restrição procura evitar uma contingência maior no caso da saída de uma linha. Por exemplo, supondo que haja a interrupção da linha 3-4, pode-se evitar interrupções do fornecimento de energia se forem limitados os fluxos de potência ativa das linhas 1-3, 2-4 e 6-4. Isso pode ser realizado através da seguinte formulação:

$$-50 \leq f_{3-4} + f_{1-3} + f_{2-4} + f_{4-6} \leq 50.$$

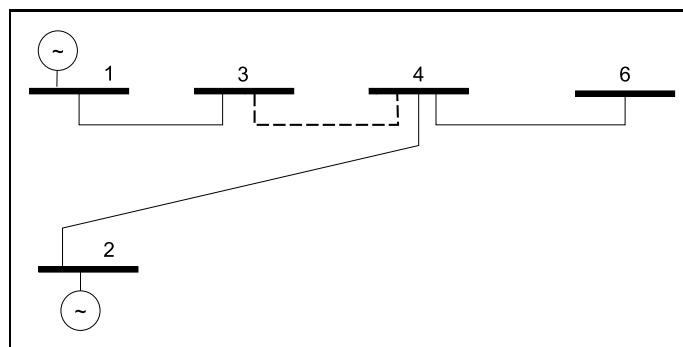


Figura 2: Restrição de Segurança 1: Queda de linha

A segunda restrição de segurança procura garantir que a demanda continue sendo atendida na hipótese de desligamento de um gerador. Para isso são limitadas as potências máximas de um certo grupo de geradores. A Figura 3 mostra um grupo de geradores que foram limitados de acordo com a seguinte inequação: $0 \leq p_1 + p_2 + p_5 \leq 50$. Assim, os limites máximos que inicialmente eram de $p_1 = 40$, $p_2 = 40$ e $p_5 = 60$, tiveram a soma limitada em $p_1 + p_2 + p_5 = 50$.

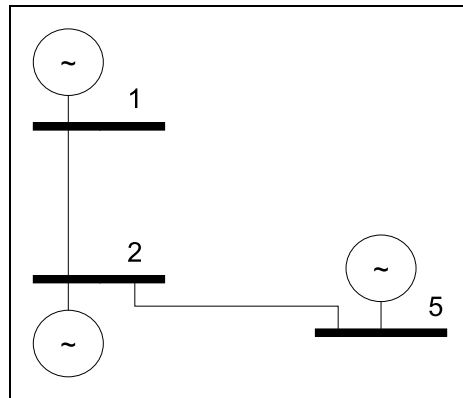


Figura 3: Restrição 2: Desligamento de gerador

A terceira e última restrição supõe gargalos no sistema, ou seja, quando há sobrecarga de uma linha por excesso de potência passando por ela. Vamos supor que a linha 12 – 13 esteja sobrecarregada. Limitando-se a geração de potência do gerador da barra 13, alivia-se a sobrecarga da linha através do aumento da geração de potência ativa de outro gerador. Por exemplo, na Figura 4, se for aumentada a geração do gerador da barra 8 não ocorrerá a falta de potência ativa no sistema. Esses aspectos podem ser representados através da desigualdade: $-50 \leq p_{13} + p_8 + f_{12-13} \leq 50$.

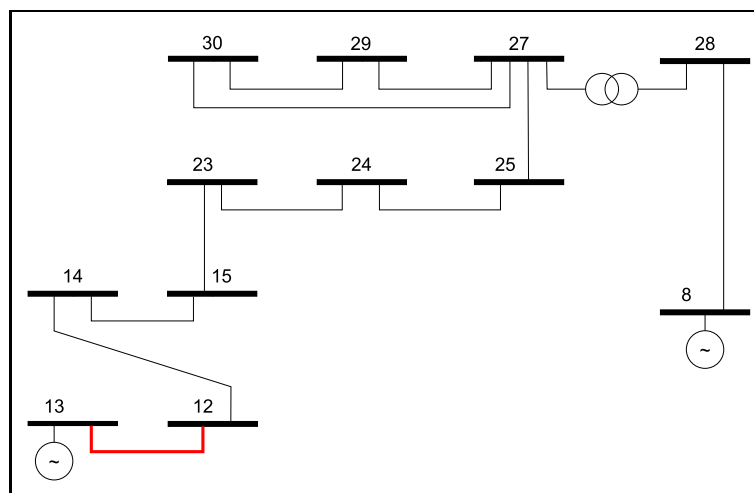


Figura 4: Restrição de Segurança 3: Gargalos no Sistema

A fim de simplificar a interpretação dos resultados, foram considerados os seguintes dados iniciais: $f^{max} = 100$ e $f^{min} = -f^{max}$ para as linhas de transmissão; potência mínima de cada gerador sendo 0 MW, ou seja, $p^{min} = 0$; limite de potência ativa nas restrições de segurança $s^{max} = 50$, e $s^{min} = -s^{max}$; função de custo quadrática sem termo linear, ou seja, $c_p = 0$ e $Q = I$, na equação (5).

O sistema IEEE 118 possui 118 barras, 179 linhas, 53 geradores. Para este sistema serão consideradas seis restrições de segurança: uma considera a saída de um gerador, três consideram saídas de linhas e duas restrições consideram gargalos no sistema. Foram considerados os seguintes dados iniciais: $f^{max} = 2000$ e $f^{min} = -f^{max}$; $s^{max} = 300$, e $s^{min} = -s^{max}$.

O método de pontos interiores convergiu para a solução respeitando a cada período de tempo todas as restrições de segurança simultaneamente. As Tabelas 1 e 2 comparam os resultados obtidos sem as restrições de segurança e com as restrições de segurança, na solução dos sistemas IEEE 30 e IEEE118, respectivamente, em termos de número de iterações e tempo computacional (em

segundos).

	Sem Restrições de Segurança	Com Restrições de Segurança
Iterações	3	6
Tempo(s)	0,15	0,32

Tabela 1: Comparação dos Resultados do Sistema IEEE 30

	Sem Restrições de Segurança	Com Restrições de Segurança
Iterações	3	7
Tempo (s)	0,45	2,90

Tabela 2: Comparação dos Resultados do Sistema IEEE 118

A diferença de desempenho entre os dois programas pode ser explicada. Quando não há restrições de segurança as iterações são computacionalmente menos onerosas. Além disso, a matriz Y^k apresenta 0,23% de elementos diferentes de zero, enquanto a mesma matriz com as restrições de segurança e limitações apresenta 0,31% de elementos não nulos (um aumento de 34,57% de elementos não-nulos).

4.2 Sistemas Brasileiros

A abordagem foi também aplicada a sistemas hidroelétricos brasileiros. A Tabela 3 mostra as características desses sistemas. A Tabela 4 apresenta informações sobre o resultado da aplicação da metodologia.

	Barras	Linhas	Geradores	Restrições de Segurança
SSE1654	1654	2063	124	58
SSE1732	1732	2160	115	64
Brasil	1993	2476	151	74

Tabela 3: Características dos sistemas brasileiros

	Sem restrições de segurança		Com restrições de segurança	
	Iterações	Tempo	Iterações	Tempo
SSE1654	10	142 s	12	167 s
SSE1732	11	157 s	12	185 s
Brasil	12	210 s	13	250 s

Tabela 4: Resultados dos sistemas brasileiros

Concluimos que para os problemas maiores, com quantidade de restrições de segurança necessárias a casos reais, o programa também converge em tempos de processamento adequados, respeitando todas as restrições de segurança simultaneamente.

5 Conclusões

O problema de pré-despacho com restrições de segurança acrescenta um conjunto de restrições adicionais ao problema de pré-despacho de sistemas hidrotérmicos. Assim, o universo de soluções é reduzido, o que quase sempre torna o processo de convergência mais difícil. O trabalho desenvolveu

uma alternativa para abordar o problema através de método de pontos interiores, especificamente desenvolvido para tratar o problema que caracteriza o pré-despacho com restrições de segurança.

O trabalho mostrou que é possível usar adequadamente a estrutura do problema de forma a obter uma codificação específica, robusta do ponto de vista numérico e adequada do ponto de vista de tempos de processamento. Mesmo para problemas com grande quantidade de variáveis, o método converge com estabilidade numérica e precisão maior do que a necessária para aplicações nos sistemas reais.

Os resultados do trabalho motivam a consideração de outros tipos de restrições de segurança. Com relação ao problema abordado, duas alternativas de restrições de segurança adicionais seriam a inclusão de requisitos de reserva girante e restrições de rampa. Reservas girantes são parcelas da capacidade de geração das usinas que devem ser preservadas para uso em situações de emergências ou acréscimos de cargas imprevistas. Restrições de rampa limitam as variações de gerações nas usinas entre intervalos sucessivos. A consideração das restrições de reserva girante corresponde a uma extensão simples da metodologia proposta. Por outro lado, a adição de restrições de rampa exige elaborações adicionais da metodologia.

Numa perspectiva mais ampla, o problema de pré-despacho com restrições de segurança pode ser visto como uma situação de otimização com dois objetivos, onde se procura minimizar os custos de operação e maximizar a segurança do sistema. O trabalho desenvolvido incentiva um estudo mais abrangente do problema através da teoria de otimização multiobjetivo.

Para concluir, observa-se que a metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser aplicada a outros problemas dinâmicos de otimização de fluxos em redes com restrições lineares, incluindo restrições de segurança.

Agradecimentos

Este trabalho contou com apoio da FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo e CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

Referências

- [1] A. T. Azevedo, C. A. Castro, A. R. L. Oliveira, and S. Soares. Security constraint optimal active power flow via network model and interior point method. *SBA Control and Automation*, pages 206–216, 2009. <http://www.scielo.br/pdf/ca/v20n2/a08v20n2.pdf>.
- [2] P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis. Decentralized security constrained DCOPF of interconnected power systems. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, 6(151):747–754, 2004.
- [3] J. R. Bunch and B. N. Parlett. Direct methods for solving symmetric indefinite systems of linear equations. *SIAM Journal Numerical Analysis*, 8:639–655, 1971.
- [4] Marcius Fabius Carvalho, Secundino Soares, and T. Ohishi. Optimal active power dispatch by network flow approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3):1640–1647, 1988.
- [5] I. S. Duff, A. M. Erisman, and J. K. Reid. *Direct Methods for Sparse Matrices*. Clarendon Press, Oxford, 1986.
- [6] A. Garzillo, M. Innorta, and R. Ricci. The flexibility of interior point based power flow algorithms facing critical network situations. *Electrical Power & Energy Systems*, 21:579–584, 1999.
- [7] Gene H. Golub and Charles F. Van Loan. *Matrix Computations 2nd Edition*. The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Maryland, 1989.

- [8] M. E. El-Hawary J. A. Momoh and R. Adapa. A review of selected optimal power flow literature to 1993, part II Newton, linear programming and interior point methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):105–111, 1999.
- [9] D. E. Johnson, J. R. Johnson, J. L. Hilburn, and P. D. Scott. *Electric Circuit Analysis*. John Wiley and Sons, Inc., New York, USA, 1999.
- [10] Aurelio Ribeiro Leite Oliveira, Secundino Soares, and Leonardo Nepomuceno. Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1235–1240, November 2003.
- [11] Aurelio Ribeiro Leite Oliveira, Secundino Soares, and Leonardo Nepomuceno. Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches. *Electrical Power & Energy Systems*, 27(2):91–99, 2005.
- [12] Victor Hugo Quintana, Geraldo Leite Torres, and J. Medina-Palomo. Interior point methods and their applications to power systems: A classification of publications and software codes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1):170–176, 2000.
- [13] Secundino Soares and Clóvis T. Salmazo. Minimum loss predispach model for hydroelectric systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(3):1220–1228, 1997.
- [14] R. J. Vanderbei. *Linear Programming – Foundations and Extensions*. Kluwer Academic Publishers, Boston, USA, 1996.
- [15] S. J. Wright. *Primal–Dual Interior–Point Methods*. SIAM Publications, SIAM, Philadelphia, PA, USA, 1996.