

DESPACHO DE UNIDADES TERMOELÉTRICAS CONSIDERANDO A REDE DE GÁS E A REDE ELÉTRICA

Lourival Biancarde Castro¹
Murilo Lopes Rodrigues¹
Edimar José de Oliveira²

RESUMO

Este artigo apresenta uma modelagem para o problema de *Unit Commitment* térmico incluindo as restrições de fluxo na rede elétrica e a disponibilidade de gás para a geração termoeletrica. O modelo proposto é formulado através de um problema de programação não linear onde, inicialmente, um problema de otimização linear é resolvido, para determinar o sentido de fluxo de gás na rede. A formulação proposta para o problema não linear considera as restrições de pressão nos nós da rede, bem como a priorização do gás para a indústria de base. Os resultados obtidos com o método proposto evidenciam a forte influência dos limites da rede elétrica e da disponibilidade de gás no despacho das unidades termoeletricas.

Palavras-chave: Despacho Termoeletrico. Gás. Linhas de Transmissão.

INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo mostrar o impacto do acoplamento da rede de gás natural à rede elétrica no planejamento da operação de sistemas elétricos de potência, em estudos de curtíssimo prazo (horário).

A distribuição do gás é realizada por gasodutos em uma rede interligada de 'nós' (WOLF; SMEERS, 2000), que podem ser: as próprias fontes, as usinas termoeletricas ou a indústria (onde há uma demanda), entradas e saídas de reservatórios, ou apenas lugares de passagem de gás, que são interligações entre dois ou mais gasodutos distintos.

Este trabalho fará a proposta e o estudo de um modelo de otimização que integre a rede de distribuição de gás ao problema de despacho térmico em busca da minimização dos custos, assim como estudado por Liu et al. (2010) e Unsihuay et al. (2007).

1 Bolsistas PROBIC/FAPEMIG

2 Professor Orientador - Faculdade de Engenharia, UFJF, e-mail: edimar.oliveira@ufff.edu.br

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de despacho de unidades térmicas, considerando-se a rede de energia elétrica e a rede de gás, é resolvido para uma demanda variável durante 24 horas. Este problema de otimização pode ser formulado como:

$$\text{Mín } \sum_{t=1}^{nH} \{ \sum_{i=1}^{nT} ct_i vt_i^t + \sum_{i=1}^{nF} cf_i gf_i^t + \sum_{i=1}^{nR} cr_i go_i^t + \sum_{i=1}^{nD} cd_i Pd_i^t \} \quad (1)$$

sa/

$$\sum_{i=1}^{nT(k)} \eta_i vt_i^t + \sum_{l=1}^{nL(k)} \gamma_{i-j(l)} \theta_{i-j(l)}^t = Dp_k^t$$

$$k = 1, \dots, nB; t = 1, \dots, nH; (i, j) \in l \quad (1.1)$$

$$\sum_{i=1}^{nG(n)} g_{k-m(i)}^t + \sum_{i=1}^{nF(n)} gf_i^t + \sum_{i=1}^{nR(n)} go_i^t = \sum_{i=1}^{nT(n)} vt_i^t + \sum_{i=1}^{nR(n)} gi_i^t + Dg_n^t$$

$$n = 1, \dots, nN; t = 1, \dots, nH \quad (1.2)$$

$$V_r^t = V_r^{t-1} + gi_r^t - go_r^t$$

$$r = 1, \dots, nR; t = 1, \dots, nH \quad (1.3)$$

$$nt(on)_i^t \geq mtu_i; nt(off)_i^t \geq mtd_i$$

$$i = 1, \dots, nT; t = 1, \dots, nH \quad (1.4)$$

$$\text{sinal}(g_{k-m(i)}^t) \cdot (g_{k-m(i)}^t)^2 = (C_i)^2 [(p_k^t)^2 - (p_m^t)^2]$$

$$\text{sinal}(g_{k-m(i)}^t) \cdot (g_{k-m(i)}^t)^2 \geq (C_i)^2 [(p_k^t)^2 - (p_m^t)^2]$$

$$i = 1, \dots, nG; t = 1, \dots, nH; (k, m) \in i \quad (1.5, 1.6)$$

$$X_{\text{mín}} \leq X \leq X_{\text{máx}} \quad (1.7)$$

A função objetivo desse problema, equação (1), consiste em minimizar o custo total de operação do sistema. Esse custo é formado por quatro termos: (i) custo de operação das usinas térmicas; (ii) custo da retirada de gás das fontes de gás natural; (iii) custo de retirada de gás dos reservatórios de gás natural e o último (iv) é referente ao custo do déficit pelo não atendimento à demanda. Pode-se observar que todos os custos da função objetivo variam proporcionalmente com a demanda de energia elétrica, não havendo, portanto, a ocorrência de função multiobjetivo.

A restrição (1.1) é a equação referente ao modelo de fluxo DC de balanço de potência ativa em cada hora do período de operação. Nessa equação, a potência gerada por uma usina é igual a sua produtividade multiplicada pelo volume utilizado de gás natural ($\sum_{i=1}^{nT(k)} \eta_i vt_i^t$).

A restrição (1.2) é a equação do balanço de gás natural em um nó da rede. Ou seja, a soma dos fluxos de gás que chegam ao nó pelos gasodutos ou por alguma fonte ou reservatório é igual ao volume

de gás utilizado pela usina somado ao gás que vai para armazenamento (reservatório) ou para outra demanda.

A restrição (1.3) é a equação de balanço de volume de gás em um reservatório da rede. Ou seja, o volume de gás do reservatório, em cada hora, é igual ao volume inicial do reservatório, somado ao volume afluyente, subtraído do volume fornecido para o sistema.

As inequações (1.4) representam as restrições dos tempos mínimos de parada e partida das usinas térmicas geradoras.

O conjunto de equações (1.5) e (1.6) são as restrições de fluxos de gás. Essas expressões são dependentes da pressão nos nós da rede de gás. Estss restrições dependem do tipo de duto que está sendo utilizado:

a) Dutos passivos

Para gasodutos sem compressores, a equação de fluxo de gás é:

$$\text{senal}(g_{k-m(i)}^t) \cdot (g_{k-m(i)}^t)^2 = (C_i)^2 [(p_k^t)^2 - (p_m^t)^2]$$

onde a função $\text{senal}(g_{k-m(i)}^t)$ é dada por:

$$\text{senal}(g_{k-m(i)}^t) = \begin{cases} 0, & \text{se } g_{k-m(i)}^t = 0 \\ 1, & \text{se } g_{k-m(i)}^t > 0 \\ -1, & \text{se } g_{k-m(i)}^t < 0 \end{cases}$$

$\text{Senal}(g_{k-m(i)}^t)$ representa o sentido do fluxo de gás nos gasodutos. Se $g_{k-m(i)}^t > 0$, o fluxo vai do nó k para o nó m. Se $g_{k-m(i)}^t < 0$, o fluxo $-g_{k-m(i)}^t$ vai do nó m para o nó k.

b) Dutos ativos (compressores)

Para gasodutos com compressores, utiliza-se uma inequação de fluxo, para permitir o acréscimo de pressão no ponto onde é instalado o compressor.

$$\text{senal}(g_{k-m(i)}^t) \cdot (g_{k-m(i)}^t)^2 \geq (C_i)^2 [(p_k^t)^2 - (p_m^t)^2]$$

Em trechos com compressores, o quadrado do fluxo de gás pode ser maior que o módulo da diferença dos quadrados das duas pressões multiplicado pelo quadrado da constante correspondente ao gasoduto. Isso acontece devido ao “*boost*” de pressão injetada pelos compressores, nesse tipo de gasoduto.

Finalmente, são consideradas, no problema, as restrições de limite das variáveis, equação (1.7), tais como limites de pressão nos nós da rede, por exemplo. Destaca-se que esse limite de pressão determina, juntamente com o limite de fluxo do duto, a quantidade máxima de fluxo de gás, portanto, o volume de gás que estará disponível para utilização.

O problema de otimização (1) é muito complexo e não pode ser resolvido facilmente, devido a suas características de acoplamento temporal das decisões liga/desliga das unidades térmicas, bem

como a interdependência da demanda elétrica com a disponibilidade de gás. Portanto, propõe-se, no item seguinte, passo a passo, um algoritmo para a solução desse problema.

MÉTODOS DE SOLUÇÃO

O fluxograma da Figura 1 mostra, passo a passo, o algoritmo proposto para a solução do problema de despacho com rede de gás. Os passos necessários para obtenção do resultado final são apresentados a seguir:

1) SOLUÇÃO DO PROBLEMA LINEAR SIMPLIFICADO

Esse problema linear simplificado é obtido através do problema completo (1), desprezando-se as restrições (1.4), (1.5) e (1.6). Esse resultado aproximado é necessário, para definir o sentido do fluxo de gás nos dutos, ou seja, a partir dessa solução, obtém-se a “função sinal”, que será usada na etapa não linear de solução. A resolução do problema linear foi feita no MATLAB, através do uso da toolbox “linprog” que, para esse problema, utiliza o método dos pontos interiores na sua solução (MIZUNO et al., 1993).

2) SOLUÇÃO DO PROBLEMA NÃO LINEAR COMPLETO

A partir dos sinais dos fluxos de gás obtidos no modelo linear, é realizada a simulação, considerando-se também as equações e inequações não lineares correspondentes ao sistema de fluxo e pressão, restrições (1.5 e 1.6). Destaca-se que, devido às restrições de pressão mínima e máxima nos nós, o resultado obtido é mais realista que o modelo linear, podendo apresentar déficit de gás devido à falta de pressão.

Esse aspecto justifica a utilização de compressores, principalmente em redes longas de abastecimento de gás. Para a solução do problema não linear, foi utilizado o “fmincon”, outra toolbox do MATLAB que, para esse problema, utiliza o método de “Trust Region” (SOUSA, 2011).

Nessa etapa, as restrições de tempo de parada e de partida das usinas termoeletricas ainda não são levadas em consideração.

3) AJUSTE DAS RESTRIÇÕES DE TEMPO DE PARADA E PARTIDA

Nessa fase, são verificadas e corrigidas as possíveis violações das restrições dos tempos de parada e partida das termoeletricas. A partir do resultado obtido da resolução não linear do problema, identifica-se uma matriz com elementos binários (0 - usina desligada, 1 - usina ligada) arranjados de forma que as linhas da matriz representam o horário de operação (normalmente de 0 a 24 horas) e cada coluna da matriz fica associada a uma unidade geradora.

O algoritmo, então, “corrige” essa matriz, de modo que todas as restrições de tempo mínimo do sistema sejam satisfeitas. Com a nova matriz de geração, os limites de geração dos elementos alterados são remodelados, de modo que todas as usinas obedeçam às restrições, na próxima iteração. O problema é, então, simulado novamente, desta vez, com o resultado adequado.

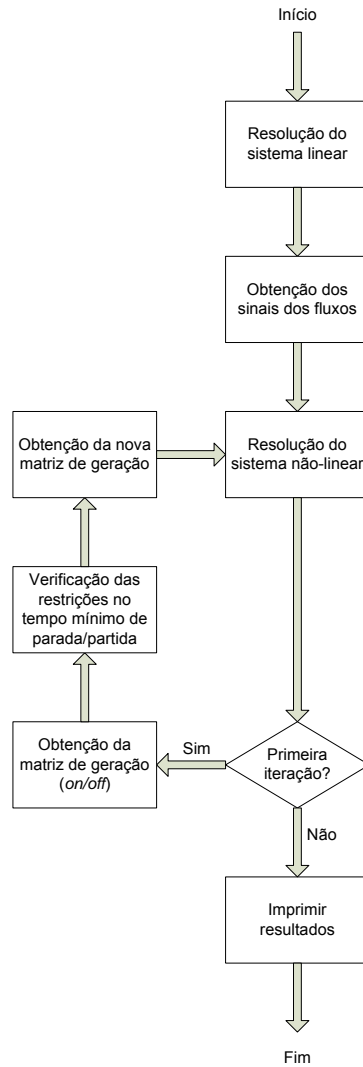


Figura 1 - Fluxograma de resolução do problema.

Para considerar o custo implicado na utilização de compressores na rede de gás, além de simplificar o problema, foi sugerida a adição de mais uma variável no sistema (BTR), representativa do *Booster* de pressão introduzido pelos compressores. Ela entra nas equações (1.5) e (1.6), de forma a tornar as duas restrições como uma única expressão:

$$\text{sinal}(g_{k-m(i)}^t) \cdot (g_{k-m(i)}^t)^2 = BTR_i^t (C_i)^2 [(p_k^t)^2 - (p_m^t)^2]$$

Para dutos passivos, a variável BTR do duto assume valor 1, o que torna a nova equação a própria restrição (1.5). Para dutos com compressores, a variável BTR pode ser maior ou igual a 1. Consideramos um custo inserido nessa variável, de forma a simular o custo da utilização do compressor no sistema, que é adicionado à função objetivo do sistema. Se o resultado da variável for 1, seu custo é nulo, já que demonstra a não utilização do compressor em tal duto.

CASO ESTUDADO

Para a avaliação do método proposto, será apresentado o estudo de um caso mais simples, estruturado na forma de um sistema de três barras, sendo uma de demanda energética e de gás e as demais de geração térmica. A rede de gás possui cinco nós, um reservatório, uma fonte e quatro gasodutos, sendo um com compressor (nó 1/ nó 3). Foram adicionadas, também, uma usina termelétrica e uma fonte de gás fictícias, sem limites de utilização e de custo extremamente elevado, visando representar o déficit do sistema, caso houver. O sistema integrado é disposto conforme a Figura 2.

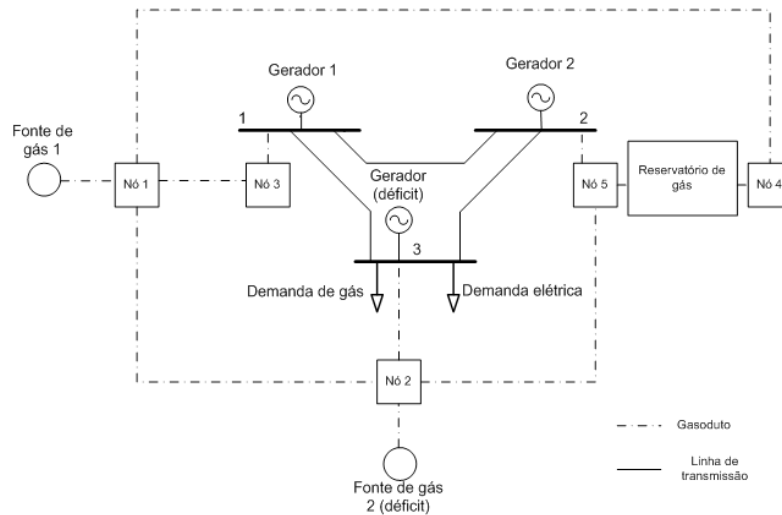


Figura 2 - Esquema do caso estudado.

A demanda do sistema obedece a uma curva de carga fictícia, baseada na curva de carga da região Sudeste do país, Figura 3, em porcentagem de um máximo de 11 MW. Nas Tabelas I a VI, são representados os dados do sistema.

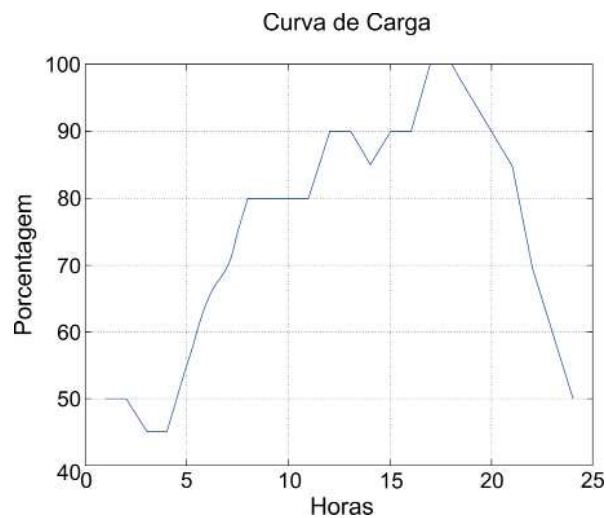


Figura 3 - Curva de demanda do sistema.

Tabela 1 - Dados das unidades termoeletricas.

Usina	Produtibilidade (MW/104m ³)	PG máx (MW)	Tempo de parada (h)	Tempo de partida (h)	Custo (\$/104m ³)
1	0.6	10	3	4	100
2	0.6	10	3	4	500

Tabela 2 - Dados das linhas de transmissao.

Linha	Fluxo mínimo (MW)	Fluxo máximo (MW)	Admitância (S)	Barra de saída	Barra de chegada
1	0	6	5.0	1	2
2	0	4	2.0	1	3
3	0	6	5.0	2	3

Tabela 3 - Dados das fontes de gás.

Fonte de gás	Produção máxima (104m ³)	Produção mínima (104m ³)	Custo (\$/m ³)
1	50	0	0.01
2	200	0	10000

Tabela 4 - Dados dos gasodutos.

Gasoduto	Fluxo mínimo (104m ³)	Fluxo máximo (104m ³)	Constante (m ³ /BAR)	Nó de partida	Nó de chegada
1	0	40	1	1	2
2	0	18	1	1	3
3	0	18	1	1	4
4	0	15	1	2	5

Tabela 5 - Dados de pressão dos nós da rede.

Nó	Pressão Mínima (BAR)	Pressão Máxima (BAR)
1	94.5	95
2	90	100
3	94.5	95
4	94.5	95
5	90	95

Tabela 6 - Dados do reservatório de gás.

Reservatório	Volume armazenado mínimo (104m ³)	Volume armazenado máximo (104m ³)	Entrada / retirada máxima de gás (104m ³)	Volume inicial (104m ³)	Custo de retirada (\$/m ³)
1	0	50	20	15	0.05

O resultado da geração, para o caso em que a gasoduto 2 possui compressor (BTR) e para o caso em que todos os gasodutos são passivos, é apresentado no gráfico da Figura 4.

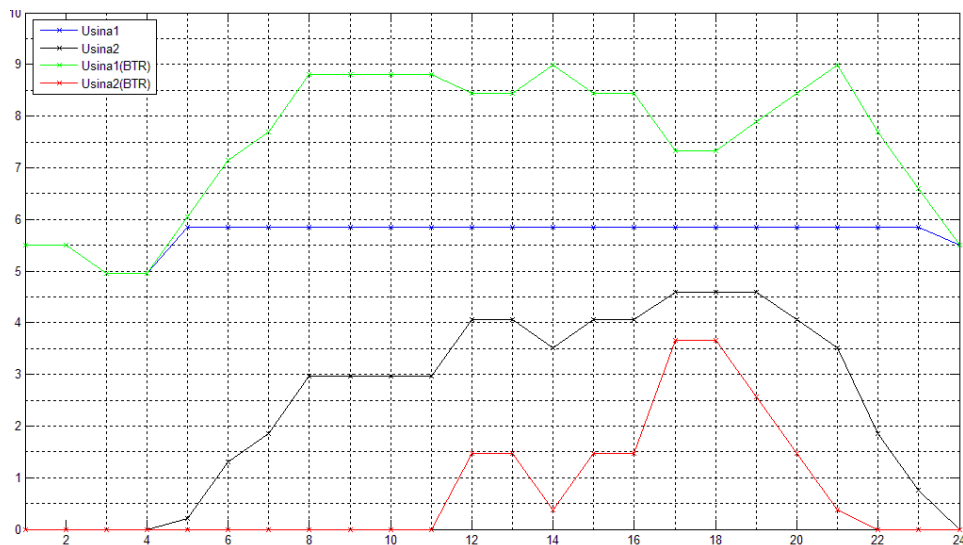


Figura 4 - Resultado da geração.

Verifica-se que, quando não há compressor no gasoduto 2, a usina 2 é utilizada praticamente em todas as horas do período, devido à impossibilidade de chegada de maior volume de gás à usina 1, que é 5 vezes mais barata do que a outra unidade geradora. Quando é adicionado o compressor ao gasoduto, a pressão não mais restringe o volume de gás que alimenta a usina 1 e, por isso, a térmica 2 passa a ser utilizada somente nas horas de maior carga, onde a térmica 1 não é capaz de suprir sozinha toda a demanda.

CONCLUSÃO

Este artigo propôs um método de resolução do problema de fluxo de potência, de modo a unir a rede de distribuição de gás natural com a rede de transmissão elétrica. Foram consideradas todas as equações e inequações não lineares decorrentes dos cálculos do fluxo de gás em gasodutos, sejam estes com ou sem compressores acoplados. É importante destacar que este trabalho não visa propor novos métodos de otimização linear ou não linear, mas o uso dos já conhecidos métodos, em uma formulação mais elaborada do sistema.

Para inclusão do custo oriundo dos compressores, foi adicionada uma nova variável ao problema. Outro ponto de destaque é a verificação de restrições dos tempos mínimos de parada e partida de usinas termelétricas. Essas foram analisadas e resolvidas por meio de um método algorítmico que se aproxima do já conhecido *unit commitment*.

Com base nos resultados obtidos, é possível destacar alguns pontos importantes para análise:

- O acoplamento da rede elétrica à rede de gás resulta num modelo mais complexo e de solução mais difícil, o que acarreta maior custo computacional do que nos modelos mais tradicionais, com um tempo médio de execução de 300 segundos para o caso proposto.
- A desconsideração da rede de gás em alguns casos pode levar a resultados equivocados, principalmente devido aos limites de fluxo de gás, que dependem da pressão nas saídas do gasoduto, quando este não possui um compressor acoplado.

- A utilização de compressores em gasodutos “chave” nos sistemas de distribuição de gás pode ser uma saída econômica e produtiva, principalmente em momentos em que seja necessária a partida de usinas termelétricas mais importantes.
- Reservatórios em locais de fácil distribuição para as usinas da rede podem ser essenciais em horários de pico e momentos com a demanda acima do normal, de modo a funcionarem como uma usina hidrelétrica, em épocas de seca; no caso, em curtíssimo prazo.

THERMOELECTRIC UNITS DISPATCH CONSIDERING GAS AND ELECTRICAL NETWORKS

ABSTRACT

This article presents a model for the problem of Unit Commitment including power flow restrictions in the electrical network and the availability of natural gas for thermoelectric power generation. The proposed model is formulated using a nonlinear programming problem where initially a linear optimization problem is solved to determine the direction of gas flow in the network. The proposed formulation for the nonlinear problem considers the constraints of pressure in the gas network nodes as well as the prioritization of gas to the industrial base. The results obtained with the proposed method show the strong influence of the boundaries of the electrical grid and the availability of gas in the dispatch of thermal units.

Keywords: Thermoelectric Dispatch. Gas. Transmission Line Limits.

REFERÊNCIAS

DE WOLF, D.; SMEERS, Y. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Management Sciences*, v. 46, n. 11, p. 1454-1465, 2000.

LIU, C.; SHAHIDEHPUR, M.; WANG, J. Application of augmented Lagrangian relaxation to coordinated scheduling of interdependent hydrothermal power and natural gas systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 4, n. 12, p. 1314-1325, 2010.

UNSIHUAY, C.; MARANGON, J. W. L.; ZAMBRONI, A. C. S. Short-term operation planning of integrated and hydrothermal and natural gas systems. In: *IEEE PES Power Tech Conference*, 2007.

MIZUNO, S.; TODD, M.; YE, Y. On adaptive-step primal-dual interior-point algorithms for linear programming. *Mathematics of Operations Research*, v. 18, n. 4, p. 964-981, 1993.

SOUSA, A. A. Robust optimal power flow solution using trust region and interior-point methods. *Power Systems, IEEE Transactions*, v. 26, n. 2, p. 487-499, 2011.