



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Um modelo de unit commitment para o Programa Diário da Operação Eletroenergética do SIN cootimizada da energia e reserva de potência sob um critério N-K

EROS DANILO MONTEIRO DE CARVALHO(1)(*); ALEXANDRE STREET(1);
PUC-Rio(1);

RESUMO

A Programação Diária do Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece o despacho centralizado da geração e das reservas de potência a fim de atender à demanda prevista de energia elétrica considerando os limites da rede elétrica, das tecnologias de geração e a incerteza de disponibilidade de equipamentos. O objetivo deste artigo é apresentar os resultados do modelo computacional programado em código aberto implementado na linguagem Julia. O modelo pertence à classe de modelos de *unit commitment* e considera a cootimização do despacho de geração e das reservas em cada gerador atendendo a critérios de segurança do tipo $N - K$.

PALAVRAS-CHAVE

Cootimização de Energia Reserva, Critério de Segurança $N - K$, *Unit Commitment*, Programação Diária.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência brasileiro é denominado Sistema Interligado Nacional, o SIN, por conectar através de grandes troncos de transmissão de energia elétrica as regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, formando assim quatro subsistemas. Tal sistema tem como órgão responsável pela coordenação, controle e operação o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, criado por lei para atuar de forma neutra, equânime e transparente no gerenciamento de ativos de geração e transmissão pertencentes aos seus respectivos agentes proprietários (1), (2), (3).

O ONS no cumprimento de suas atribuições legais, dentro da cadeia de planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, desenvolve estudos elétricos e energéticos fundamentados em processos de otimização e análise de redes elétricas, em horizontes de médio e curto prazo (3). No horizonte de curto prazo, a Programação Diária da Operação – PDO, etapa que precede a operação em tempo real, baseia-se nos resultados da cadeia de modelos de otimização do setor elétrico, Newave e DECOMP (4), para estabelecer o programa diário de geração de energia elétrica das diversas usinas sob supervisão do ONS. Além disso, nesta etapa outras restrições são capturadas: o comissionamento de unidades geradoras (UG), rampa de alívio e tomada de carga, tempo de permanência ligado ou desligado, limites da rede de transmissão, granularidade dos estágios em patamares semi-horário (5).

As restrições de segurança visam atender, para cada estágio, o critério determinístico para perda de elementos de rede e unidades geradoras constantes nas instruções de operação. Este critério de segurança é conhecido como $N - K$, ou seja, o sistema possui N elementos e, na perda de K elementos o mesmo deve permanecer em equilíbrio. A alocação de reserva de potência é feita sob usinas hidrelétricas que estão selecionadas para operar no Controle Automático de Geração - CAG e são remuneradas via serviço ancilar (6), (7).

(*)Rua Marquês de São Vicente, n° 225 – sala L401 – Edifício Cardeal Leme, PUC-Rio, Gávea – CEP 22451-900
Rio de Janeiro, RJ – Brasil.

Tel: (+55 21) 3444-9280 – Email: ecarvalho@ele.puc-rio.br

O procedimento atual da Programação Diária do ONS baseia-se nos insumos dos modelos de otimização, atualização dos cenários climáticos/hidrológicos, limites de transmissão, diretrizes e políticas de operação pré-estabelecidas, além de um *know-how* da equipe que compõem essa etapa. Em uma primeira fase, o programador estabelece os despachos de geração e alocação de reserva de potência operativa para atendimento à demanda, respeitando a restrição de balanço de energia e reserva em uma modelagem de barra infinita, ou seja, sem considerar a rede elétrica. Desta forma, o sistema, deve suportar a perda de K^G unidades geradoras ou variações da previsão de carga. Em uma segunda etapa o validador elétrico verifica a viabilidade do programa de despacho de geração através da execução do fluxo de potência linearizado. São monitoradas inequações, estabelecidas por estudos elétricos, que limitam os fluxos de potência atendendo ao critério de segurança da rede $N - K^L$. Caso não ocorra violação nesta etapa, os despachos são viáveis e podem ser implementados na sala de controle para operação em tempo real, caso contrário, será necessário um redespacho de geração e uma nova validação elétrica até a convergência do processo e consequente eliminação das violações elétricas.

O programa de geração e reservas para o dia seguinte, gerencia restrições físicas, operacionais e de segurança que nem sempre estão explicitamente incluídas nos modelos de otimização do Setor Elétrico Brasileiro. Isso torna a programação mais robusta no atendimento às necessidades de tempo real, porém não garantem a otimalidade do ponto de operação e a coerência do uso dos recursos do sistema. A cootimização da energia e reservas é a chave para garantir os pontos anteriormente mencionados, que, em última análise, refletem em preços mais coerentes. Discursões sobre o desenho de mercado, a incorporação de restrições físicas e operacionais, podem ou não fazer parte do processo de formação de preço, assim como as ações tomadas no processo de programação do dia seguinte e tempo real, não incluídas nos modelos, influenciam no preço da energia e reserva são apresentadas em (8) e (9).

Outras abordagens de *unit commitment* vem sendo modeladas na literatura. Em (10) foi proposta uma eficiente modelagem para otimização de energia tendo como resultado um programa de geração e comissionamento de unidades geradoras térmicas atendendo as restrições de rampa, tempo de permanência ligado e desligado. Em um problema de programação inteira mista, tal formulação permite um número reduzido de variáveis binárias, o que reduz o tempo computacional. Uma proposta de cootimização de energia e reserva apresentada em (11) usa notação de restrições guarda-chuva atendendo ao critério $N - K$ de contingências em uma modelagem de barra infinita. Neste modelo, o resultado do problema inteiro misto é realizado em dois níveis sendo equivalente à solução em um único nível. Em (12) é apresentada uma abordagem de solução para o *scheduling* de energia e reserva com restrições de transmissão sob critério $N - K$ de unidades geradoras e linhas de transmissão. Uma formulação usando otimização robusta ajustável em três níveis é utilizada. Uma topologia ótima da rede de transmissão é apresentada em (13), ou seja, equipamentos de transmissão podem ser ligados ou desligados, para a cootimização de energia e reserva, atendendo ao critério de segurança $N - K$, no problema de *unit commitment*.

O objetivo desse trabalho é um modelo computacional de *unit commitment*, *programado* em código aberto na linguagem Julia (<https://julialang.org/>), para realizar a programação diária via cootimização do despacho de geração e da alocação das reservas. Esta cootimização caracteriza um avanço com relação aos modelos do setor e proporciona, não só um benchmark para as soluções obtidas pelos softwares oficiais, mas também possibilita que os geradores realizem ofertas conjuntas ou separadas para mercados de fornecimento de energia e reservas. Além disso, neste artigo aplicamos esse modelo a um sistema hidrotérmico de grande porte, utilizando a maior parte das premissas utilizadas pelo ONS. Ressaltamos que a aplicação de modelos de cootimização de energia e reserva, onde o critério de segurança é descrito por restrições guarda-chuva (12), em sistemas hidrotérmicos de larga escala não foi coberta na literatura.

Os custos de alocação de reserva serão considerados como entrada do modelo. Deste modo, tal modelo permite uma programação das reservas que considere um possível mercado de oferta para o custo dos serviços *ancillares*. Essa programação deverá garantir o critério de segurança, para perda de K^L elementos de rede e K^G geradores, previsto pela programação diária a mínimo custo global (energia mais reservas). Neste contexto, os níveis e alocações ótimas de reserva são obtidos de maneira endógena e cootimizada com o ponto operativo, garantindo a entregabilidade pela rede das reservas em caso de contingências. Além de todos os *outputs* típicos operativos, como geração, reserva, fluxos nas linhas, etc., o modelo também fornecerá os custos marginais de operação já contemplando o impacto das reservas. Este modelo permite, portanto, além de uma programação ótima da energia e serviços *ancillares* conjunta, maior transparência ao operador e previsibilidade aos diversos agentes, uma vez que terá seu código aberto. Utilizaremos uma metodologia de decomposição deste problema baseada em um algoritmo de geração de colunas e restrições.

2.0 - Formulação do problema

A formulação do problema de *unit commitment* com restrição de contingência estabelece o despacho de geração e a alocação de reserva, de modo que a demanda de energia elétrica seja atendida sob os estados pré e pós contingência. A modelagem proposta é dividida em restrições energéticas que garantem o comissionamento de unidades geradoras hidráulicas e térmicas. Um segundo grupo de restrições garante a alocação de reserva para

cobrir a perda de K^G geradores. No terceiro grupo de restrições são adicionadas ao problema de maneira iterativa as restrições de limite de fluxo nas linhas que se verifiquem violadas para todos os estados pós-contingência.

A função objetivo [1] é minimizar o custo total de operação, onde as variáveis de decisão são as gerações das unidades geradoras $g_{i,t}^T$ e $g_{j,t}^H$, térmicas i , e hidráulicas j , respectivamente, bem como a alocação de reserva de subida $r_{i,t}^{T-up}$ e $r_{j,t}^{H-up}$, respectivamente. A variável, $v_{n,T}$, representa o volume armazenado nos n reservatórios ao final do horizonte de estudo, maior elemento do conjunto de períodos T . Os custos de produção C_i^{prod} e reserva C_i^{T-up} das UG's térmicas, bem como os custos de reserva C_j^{H-up} para UG's hidráulicas são dados de entrada. A variável α representa a função de custo futuro, ou seja, o impacto do uso da água no custo da operação futura (14).

$$\underset{\substack{g_{i,t}^T, g_{j,t}^H, r_{i,t}^{T-up}, r_{j,t}^{H-up}, \alpha, \\ s_{i,t}, w_{i,t}, u_{i,t}, x_{j,t}, y_{j,t}, z_{j,t}, \\ v_{n,t}, q_{n,t}, s_{n,t}}}{\text{minimize}} \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in I} (C_i^{prod} g_{i,t}^T + C_i^{T-up} r_{i,t}^{T-up}) + \sum_{j \in J} (C_j^{H-up} r_{j,t}^{H-up}) \right] + \alpha \quad [1]$$

Sujeito a:

- a. Balanço de Potência, geração total é igual a demanda d_t

$$\sum_{i \in I} g_{i,t}^T + \sum_{j \in J} g_{j,t}^H = d_t \quad \forall t \in T \quad [2]$$

- b. Função de Custo Futuro para os N reservatórios de estudo da os K cortes da função linear por partes

$$\alpha \geq \sum_{n=1}^N (A_{n,k} v_{n,T} + B_{n,k}) \quad \forall k \in K \quad [3]$$

- c. Estado ($u_{i,t}$ e $x_{j,t}$), acionamento ($s_{i,t}$ e $y_{j,t}$) e desligamento ($w_{i,t}$ e $z_{j,t}$) de UG's térmicas e hidráulicas, respectivamente

$$\begin{aligned} s_{i,t}, w_{i,t} &\geq 0 & \forall t \in T, \forall i \in I & [4] & y_{j,t}, z_{j,t} &\geq 0 & \forall t \in T, \forall j \in J & [8] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} w_{i,t} &\leq u_{i,t-1} & \forall t \in T, \forall i \in I & [5] & z_{j,t} &\leq x_{j,t-1} & \forall t \in T, \forall j \in J & [9] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_{i,t} &\geq 1 - u_{i,t-1} & \forall t \in T, \forall i \in I & [6] & y_{j,t} &\geq 1 - x_{j,t-1} & \forall t \in T, \forall j \in J & [10] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_{i,t} - w_{i,t} &\geq u_{i,t} - u_{i,t-1} & \forall t \in T, \forall i \in I & [7] & y_{j,t} - z_{j,t} &\geq x_{j,t} - x_{j,t-1} & \forall t \in T, \forall j \in J & [11] \end{aligned}$$

- d. Potência mínima (\underline{G}_i^T e \underline{G}_j^H) e máxima (\overline{G}_i^T e \overline{G}_j^H);

$$\begin{aligned} \underline{G}_i^T u_{i,t} &\leq g_{i,t}^T & \forall t \in T, \forall i \in I & [12] & \underline{G}_j^H x_{j,t} &\leq g_{j,t}^H \leq \overline{G}_j^H x_{j,t} & \forall t \in T, \forall j \in J & [13] \\ &\leq \overline{G}_i^T u_{i,t} & & & & & & \end{aligned}$$

- e. Rampas dado a maior taxa de variação (R_i^{up} , R_i^{dn} e R_j)

$$g_{i,t}^T - g_{i,t-1}^T \leq R_i^{up} u_{i,t} + \overline{G}_i^T s_{i,t} \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad [14]$$

$$g_{i,t-1}^T - g_{i,t}^T \leq R_i^{dn} u_{i,t} + \overline{G}_i^T w_{i,t} \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad [15]$$

$$g_{j,t}^H - g_{j,t-1}^H \leq R_j x_{j,t} + \overline{G}_j^H y_{j,t} \quad \forall t \in T, \forall j \in J \quad [16]$$

$$g_{j,t-1}^H - g_{j,t}^H \leq R_j x_{j,t} + \overline{G}_j^H z_{j,t} \quad \forall t \in T, \forall j \in J \quad [17]$$

- f. Tempo mínimo ligado (UT_i^T e UT_j^H) ou desligado (DT_i^T e DT_j^H)

$$\sum_{t=1}^{G_i^T} 1 - u_{i,t} = 0 \quad \therefore G_i^T \quad \forall i \in I \quad [18]$$

→ tempo faltante para cumprir o tempo on

$$\sum_{p=t}^{t+UT_i^T-1} u_{i,p} \geq UT_i^T (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \quad \forall t = G_i^T + 1 \dots T - UT_i^T + 1 \quad [19]$$

$$\sum_{p=t}^T u_{i,p} - (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \quad \forall t = T - UT_i^T + 2 \dots T \quad [20]$$

$$\sum_{t=1}^{L_i^T} u_{i,t} = 0 \quad \therefore L_i^T \rightarrow \text{tempo faltante para cumprir o tempo off} \quad \forall i \in I \quad [21]$$

$$\sum_{p=t}^{t+DT_i^T-1} 1 - u_{i,p} \geq DT_i^T (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \quad \forall t = L_i^T + 1 \dots T - DT_i^T + 1 \quad [22]$$

$$\sum_{p=t}^T 1 - u_{i,p} - (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \quad \forall t = T - DT_i^T + 2 \dots T \quad [23]$$

$$\sum_{t=1}^{G_j^H} 1 - x_{j,t} = 0 \quad \therefore G_j^H \quad \forall j \in J \quad [24]$$

\rightarrow tempo faltante para cumprir o tempo on

$$\sum_{p=t}^{t+UT_j^H-1} x_{j,p} \geq UT_j^H (x_{j,t} - x_{j,t-1}) \quad \forall t = G_j^H + 1 \dots T - UT_j^H + 1 \quad [25]$$

$$\sum_{p=t}^T x_{j,p} - (x_{j,t} - x_{j,t-1}) \geq 0 \quad \forall t = T - UT_j^H + 2 \dots T \quad [26]$$

$$\sum_{t=1}^{L_j^H} x_{j,t} = 0 \quad \therefore L_j^H \rightarrow \text{tempo faltante para cumprir o tempo on} \quad \forall j \in I \quad [27]$$

$$\sum_{p=t}^{t+DT_j^H-1} 1 - x_{j,p} \geq DT_j^H (x_{j,t-1} - x_{j,t}) \quad \forall t = L_j^H + 1 \dots T - DT_j^H + 1 \quad [28]$$

$$\sum_{p=t}^T 1 - x_{j,p} - (x_{j,t-1} - x_{j,t}) \geq 0 \quad \forall t = T - DT_j^H + 2 \dots T \quad [29]$$

- g. Função de Produção da Usina Hidráulica (coeficientes do hiperplano $\delta_{n,p}^{ind}$, $\delta_{n,p}^v$, $\delta_{n,p}^q$, $\delta_{n,p}^s$) linear por partes (p cortes) (15),(16)

$$\sum_{j \in J_n} g_{j,t}^H \leq \delta_{n,p}^{ind} + \delta_{n,p}^v \frac{v_{n,t-1} + v_{n,t}}{2} + \delta_{n,p}^q q_{n,t} + \delta_{n,p}^s s_{n,t} \quad \forall t \in T, \forall n \in N, \forall p \in P \quad [30]$$

- h. Balanço Hídrico, Volume, Vertimento e Desvio nos Reservatórios Usinas Hidráulicas

$$v_{n,t} = v_{n,t-1} + A_{n,t} - (q_{n,t} + s_{n,t} + dv_{n,t}) + \sum_{\tau=0}^{t-1} \sum_{m \in M_\tau} (q_{m,t-\tau} + s_{m,t-\tau}) + \sum_{\tau=t}^{\bar{\tau}} \sum_{m \in M_\tau} (Q_{m,\tau} + S_{m,\tau}) + \sum_{m \in M_{dv}} (dv_{m,t}) \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad [31]$$

$$s_{n,t} \leq [-V_n^{crist} + M(1 - w_{n,t})] + v_{n,t-1} + A_{n,t} - q_{n,t} + \sum_{\tau=0}^{t-1} \sum_{m \in M_\tau} (q_{m,t-\tau} + s_{m,t-\tau}) + \sum_{\tau=t}^{\bar{\tau}} \sum_{m \in M_\tau} (Q_{m,\tau} + S_{m,\tau}) + \sum_{m \in M_{dv}} (dv_{m,t}) \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad [32]$$

$$[-V_n^{crist}] + v_{n,t-1} + A_{n,t} - q_{n,t} + \sum_{\tau=0}^{t-1} \sum_{m \in M_\tau} (q_{m,t-\tau} + s_{m,t-\tau}) + \sum_{\tau=t}^{\bar{\tau}} \sum_{m \in M_\tau} (Q_{m,\tau} + S_{m,\tau}) + \sum_{m \in M_{dv}} (dv_{m,t}) \leq Mw_{n,t} \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad [33]$$

$$s_{n,t} \leq \overline{S_{n,t}} w_{n,t} \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad [34]$$

$$\underline{V_n} \leq v_{n,t} \leq \overline{V_n} \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad [35]$$

$$v_{n,t} \leq V_n^{espera} \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad [36]$$

$$\underline{Dv}_n \leq dv_{n,t} \leq \overline{Dv}_n \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad [37]$$

i. Restrições de Contingência para perda de K^G Unidades Geradoras (12)

$$\gamma_t - \varepsilon_{i,t} \quad \forall t \in T, \forall i \quad [38]$$

$$\begin{aligned} &\leq g_{i,t}^T + r_{i,t}^{T,up} \quad \in I & (|I| + |J| - K^G)\gamma_t - \sum_{i \in I} \varepsilon_{i,t} & \quad \forall t \in T, \\ & & & = d_t \quad \forall i \in I \end{aligned} \quad [40]$$

$$r_{i,t}^{T,up} \leq R_i^{up} u_{i,t} \quad \forall t \in T, \forall i \quad [39]$$

$$\gamma_t - \varepsilon_{j,t} \quad \forall t \in T, \forall j \quad [41]$$

$$\begin{aligned} &\leq g_{j,t}^H + r_{j,t}^{H,up} \quad \in J & (|I| + |J| - K^G)\gamma_t - \sum_{j \in J} \varepsilon_{j,t} & \quad \forall t \in T, \\ & & & = d_t \quad \forall j \in J \end{aligned} \quad [43]$$

$$r_{j,t}^{H,up} \leq R_j x_{j,t} \quad \forall t \in T, \forall j \quad [42]$$

j. Restrições de Limite de Fluxo para perda de K^L Equipamentos de Transmissão

$$-F_l \leq \sum_{n=1}^{N_{bus}} \beta_{l,n,c} \left[\left(\sum_{i \in I_{bus}} g_{i,t}^T + \sum_{j \in J_{bus}} g_{j,t}^H \right) - d_{bus,t} \right] \leq F_l \quad \forall t \in T, \forall l \in L, \forall c \in C \quad [44]$$

O conjunto de restrições energéticas $Rest^{Ener}$ é composto pelos itens de “a” até “h”, este conjunto garante o despacho para atendimento à carga, o comissionamento das unidades geradoras e atendimento aos limites operativos dos reservatórios hidráulicos. O segundo conjunto $Rest^{K^G}$ modelado em “i”, aloca a reserva girante caso ocorra a contingência de K^G unidades geradoras. O último grupo de restrições, $Rest^{K^L}$, apresentado em “j” representa a rede de transmissão e o critério de segurança $N - K^L$ elementos.

3.0 - MÉTODO DE SOLUÇÃO

Como apresentado na seção anterior, o modelo proposto trata-se de um problema linear com variáveis inteiras, como, por exemplo, o estado das UG's de ligado ou desligado, onde a resolução passa por um processo de otimização conhecido na literatura por *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), ou, Programação Linear Inteira Mista. Tal problema é altamente influenciado pela quantidade de variáveis inteiras e a quantidade de restrições. Quando simulamos um sistema de grande porte como o Sistema Elétrico Brasileiro, o tempo de processamento com todas as restrições pode tornar inviável a utilização. Desta forma, utilizamos uma metodologia de decomposição deste problema baseada em um algoritmo de geração de colunas e restrições (17).

O algoritmo apresentado na Figura 1, inicia com uma instância do problema original relaxada, com o conjunto de restrições de rede de transmissão vazio. Este problema passa a ter o nome de problema Mestre. O contador de iterações r é inicializado igual a zero. O problema mestre é resolvido com o grupo de restrições energéticas e o de contingência de unidades geradoras em uma modelagem com barra infinita, (11) e (12). No primeiro passo, a solução encontrada é um despacho ótimo de geração e reserva nas unidades geradoras térmicas e hidráulicas capaz de suportar apenas perdas de unidades geradoras. No segundo passo, as restrições elétricas da rede de transmissão (considerando fluxo DC neste trabalho) são verificadas para o despacho de geração obtido no primeiro passo. Essa verificação é realizada através da busca por alguma Violação de Restrição de Limite de Fluxo (VRLF) maior que 1% de sua capacidade, F_l . Caso exista um elemento de rede l^* com tal violação, a Restrição de Limite de Fluxo (RLF) deste equipamento é adicionado ao conjunto $Rest^{K^L}$, o contador r é incrementado e um novo ponto operativo é encontrado executando o modelo outra vez. Este processo continua até que não exista nenhuma VRLF dentro da tolerância de 1% em nenhum estado pós-contingência.

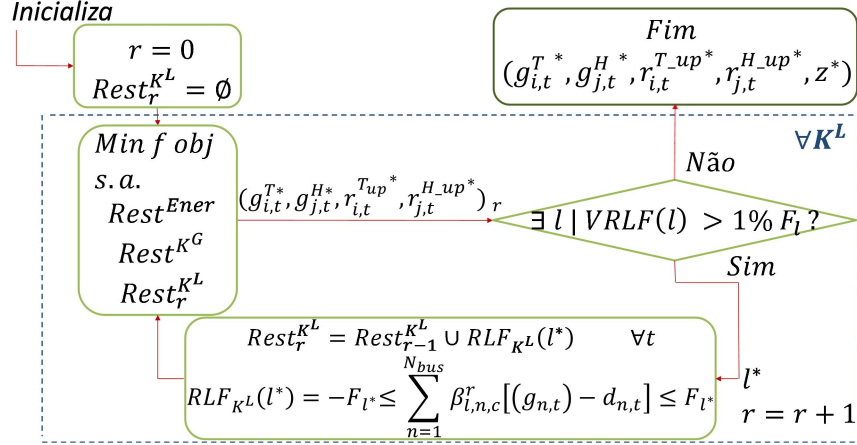


FIGURA 1 – Algoritmo de solução para o Programa Diário de Operação

O método de solução possibilita um número menor de restrições no problema mestre uma vez que a incorporação de restrições do tipo “pior caso”, incluídas por apresentarem as piores violações, são cortes fortes (*strong cuts*) e, portanto, buscam descrever as restrições guarda chuva do problema (menor conjunto de restrições necessária para assegurar a solução ótima). O resultado é um despacho de energia e reservas que cumpre com o critério de segurança $N - K^G$, onde K^G é o número de geradores que podem falhar, e que o ponto operativo pré-contingência do sistema seja possível de ser mantido inalterado mesmo que ocorra a perda de K^L linhas de transmissão. Dessa forma, o critério obtido é um critério híbrido, $N - K^G - K^L$.

4.0 - SISTEMAS SIMULADOS

A fim de exemplificar o modelo e apresentar seu comportamento, foi simulado um sistema teste cuja as características das unidades geradoras térmicas e hidráulicas estão apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2. O estudo inicial é formado por apenas um período a fim de auxiliar a compreensão da dinâmica das restrições e o funcionamento do método de solução.

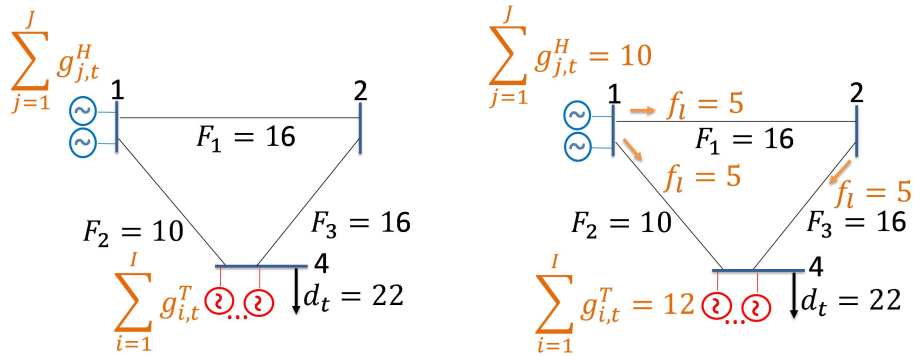
TABELA 1 – Dados Unidades Hidráulicas Sistema teste 3 barras

Unidades hidráulicas	\bar{G}_j^H	\underline{G}_j^H	UT_j^H	DT_j^H	R_j	$C_j^{H_up}$
hidr1 e hidr2	26	4.6	5	5	11	R\$ 4.50

TABELA 2 – Dados Unidades Térmicas Sistema teste 3 barras

Unidades térmicas	\bar{G}_i^T	\underline{G}_i^T	UT_i^T	DT_i^T	R_i^{up}	R_i^{dn}	C_i^{prod}	$C_i^{T_up}$
term1 a term8	47.6	1	6	6	10	25	R\$ 128.12	R\$ 5.48

O critério de segurança utilizado foi $K^L = K^G = 1$, onde para a perda de equipamentos de transmissão deve ser considerado um valor que não leve ao isolamento de barras. As capacidades das linhas, bem como a localização das unidades geradoras estão apresentadas na Figura 2 - (a).



(a) Sistema teste 3 barras (b) Resultado do Sistema teste

FIGURA 2 – Caso de estudo com 3 barras

O caso consiste em um sistema que deve atender a carga de 22 MW na barra 4 ao menor custo total de operação. Na interação 0, a carga é totalmente atendida pelos 2 geradores hidráulicos, mais barato que os geradores térmicos, uma vez sincronizados um gerador é capaz de suportar a perda do outro e vice e versa. Dando sequência ao método, o despacho estabelecido na interação 0 torna-se inviável do ponto de vista da rede de transmissão, neste momento $K^L = 0$, pois viola o limite F_2 em 1 MW (10%), onde a Restrição de Limite de Fluxo da linha 2, $RLF_0(2)$, é inserida no conjunto $Rest_1^{K^L}$ para a próxima interação, $r = 1$. Uma nova solução é obtida na interação 1, onde os geradores térmicos são despachados em 2 MW a fim de se eliminar a sobrecarga no circuito 2. Uma vez eliminadas as violações para $K^L = 0$ (caso pré-contingência), é realizada a verificação da rede para o caso de uma contingência ($K^L = 1$), onde o despacho da interação 1 não suporta a perda dos circuitos 1 ou 3 sem que haja violação novamente no circuito 2. Uma nova Restrição de Limite de Fluxo da linha 2, $RLF_1(2)$, agora afim de suportar a perda de $l = 1$ ou 3, é inserida em $Rest_2^{K^L}$ com outro valor de $\beta_{l,n,c}^2$, fator de sensibilidade que se modifica com a topologia da rede. Desta forma a Tabela 3 apresenta os resultados das iterações do sistema teste e a Figura 1 - (b) o ponto de operação final.

TABELA 3 – Processo iterativo Sistema com 3 barras

Iteração	g_1^H	g_2^H	g_1^T	g_2^T	g_3^T	g_4^T	g_5^T	g_6^T	g_7^T	g_8^T	C	l^*	VRLF (%)	Custo Total
0	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	10	R\$ 99
1	10	10	0	0	0	0	0	1	0	1	1	2	100	R\$ 311.04
2	5	5	5	1	5	0	0	1	0	0	0	0	0	R\$ 1564.84

Ampliando as análises em outros sistemas e para um horizonte de 48 períodos semi-horários, o modelo foi testado em um sistema de 3 barras, 30 barras puramente térmico, e nos sistemas hidrotérmicos, submercado Norte do SEB e o SIN. Mais resultados relativos a estes sistemas estão disponíveis em (18). Podemos observar na Tabela 4 alguns índices de desempenho e sinal econômico dos critérios de segurança adotados.

TABELA 4 – Desempenho e Sinal econômico

Caso de Estudo	Critério $N - K^G - K^L$	Tempo de Processamento	F Obj - Custo Total de Operação (R\$)	Fator de Compactação (%)	Número de iterações	Fator de Segurança (%)	Fator de Reserva (%)
3 Barras	$N - 0 - 0$	00:00:39	12,940.12	33	1	-	-
	$N - 1 - 0$	00:00:50	15,783.18	33	1	21.97	54.58
	$N - 1 - 1$	00:00:50	69,731.28	22	2	438.88	23.67
30 Barras	$N - 0 - 0$	00:00:38	1,827,950.00	0	0	-	-
	$N - 1 - 0$	00:00:42	1,839,871.28	0	0	0.65	19.1
	$N - 1 - 1$	00:01:15	1,885,922.99	0.1	2	3.17	17.05
	$N - 2 - 1$	00:01:02	1,905,900.64	0.1	2	4.26	40.02
SubSis Norte	$N - 0 - 0$	00:01:10	11,646,562,821.02	0	0	-	-
	$N - 1 - 0$	00:02:20	11,646,582,129.03	0.16	1	0.00017	4.09
	$N - 1 - 1$	01:34:11	11,651,115,980.04	0.002	4	0.039	4.1
SIN (Dados oficiais relativos ao dia operativo 03/08/2018)	$N - 0 - 0$	02:30:08 (01:42:00)	1,504,683,287.68	0	1	-	-
	$N - 1 - 0$	06:39:01 (03:21:00)	1,507,732,928.73	0.001	1	0.2	6
	$N - 1 - 1$	104:53:00 (15:04:48)	1,575,580,910.52	$1.07 * 10^{-7}$	6	4.5	19

(hh:mm:ss) – tempos obtidos com o modelo utilizando as restrições, encontradas pelo método, como sendo pré-calculadas em estudo prévio (off-line).

O fator de compactação indica quantas restrições foram adicionadas ao problema pelo método em relação a todas as restrições que seriam necessárias caso fosse utilizado o modelo clássico, onde todas as restrições para todas as contingências são consideradas. No exemplo de três barras, o caso $N - 0 - 0$, a modelagem clássica contemplaria 3 restrições, uma para cada linha. Utilizando o algoritmo proposto foi inserida a restrição $RLF_1(2)$. Dessa forma, o fator é igual a 33%. Para $N - 1 - 1$, o total de restrições seriam uma para cada linha somadas a uma restrição por linha em cada contingência. No entanto, o algoritmo proposto adicionou apenas 2 restrições, produzindo um fator igual a 22%. O fator de segurança é o % de aumento de custo considerando o critério de segurança com relação ao custo sem segurança. O fator de reserva é o percentual que as reservas totais representam com relação à demanda total do sistema.

Note que para o caso SIN, $N - 1 - 1$, a pesar do tempo computacional de se resolver o método completo ter se

mostrado superior ao tempo da aplicação, que precisa executar em poucas horas para ser utilizada na programação do dia seguinte, o tempo de se executar o modelo com as restrições pré-calculadas, encontradas previamente em estudos off-line, é bastante inferior, igual a 54.300 segundos. Isso não seria possível sem o método desenvolvido neste trabalho, que permitiu a redução do conjunto de restrições em mais de um milhão de vezes (fator de compactação). Dessa forma, a utilização prática deste método se dá através de estudos off-line e subsequente carregamento das restrições encontradas no modelo que será utilizado para produzir o cronograma do dia seguinte. Além disso, vale ressaltar que as restrições são robustas a variações da demanda e outros parâmetros do lado direito do problema. Por fim, é importante mencionar que a quantidade de reserva, 4.5% da demanda, foi endogenamente encontrada pelo modelo, sendo, portanto, a menor possível para cumprir com o critério estabelecido. Para isso, o modelo encontrou a melhor alocação entre os geradores que permitisse a minimização dos custos tanto da energia quanto das reservas. Esse é um dos principais resultados do modelo.

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou os resultados de um método computacional programado em código aberto (implementado na linguagem Julia) para realizar a cootimização do despacho de geração e níveis de reserva alocadas em cada unidade geradora do SIN. Tal modelo possibilita um ponto de operação ótimo e a alocação endógena e cootimizada das reservas para contornar falhas de equipamentos, além de, capturar as premissas utilizadas na etapa de programação diária do ONS. Desta forma, a metodologia possibilita a entrega de um produto de qualidade para as diversas salas de controle em tempo real e contribui com a transparência e reprodutibilidade da alocação de recursos eletro-energéticos por parte do operador. Além disso, o modelo permite a consideração de declaração de ofertas de custos para tanto para a energia como para as reservas de cada gerador e, se utilizado da maneira correta, pode produzir preços para ambos os mercados (energia e reserva).

A metodologia de decomposição deste problema se mostrou eficaz o tamanho do problema, produzindo um modelo equivalente um milhão de vezes menor para o caso brasileiro com critério de segurança $N - 1 - 1$. Contudo, sua aplicação prática deste método se dá em duas etapas, onde as restrições mais violadas são pré-calculadas em estudos off-line e carregadas no modelo para o seu uso efetivo na programação diária. Com tal processo, encontramos níveis de reserva médios de 4.5% para o SIN em um estudo de caso utilizando dados oficiais para um dia típico de operação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

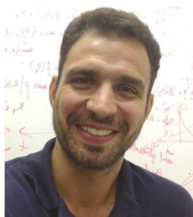
- (1) BRASIL. Lei n.º 9648, de 26 de agosto de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil. Brasília, DF, 28 mai. 1998. Seção 1, p. 1.
- (2) BRASIL. Lei n.º 10848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil. Brasília, DF, 16 mar. 2004. Seção 1, p. 2.
- (3) BRASIL. Decreto n.º 5081, de 14 de maio de 2004, Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil, Brasília, DF, v. 132, n. 146, p. 11509, 17 mai. 2004. Seção 1, p. 1.
- (4) Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – Procedimento de Rede Submodulo 18.2. “Relação dos sistemas e modelos computacionais”. Rev. Dez. 2016
- (5) Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – Procedimento de Rede Submodulo 8.1. “Programação Diária da Operação Eletroenergética”. Rev. Dez. 2016
- (6) Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – Procedimento de Rede Submodulo 14.2. “Arranjos comerciais para os serviços ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição”. Rev. Dez. 2016
- (7) BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 697, 16 de dezembro de 2015. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil, Brasília, DF, 22 dez. 2015. Seção 1, p. 229.
- (8) FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Price formation in Organized Wholesale electricity markets Docket No AD14-14-000. Operator-initiated Commitments In RTO and ISSO Markets. Washington. December, 2014. Acesso em: 04/02/2019. Disponível em: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/AD14-14-operator-actions.pdf>
- (9) T. Gómez, et al. “European Union Electricity Markets”. **IEEE Power and Energy Magazine**, vol 17, no. 1, pp. 20-31, Jan. 2019.
- (10) M. Carrión and J. M. Arroyo. “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem”. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol 21, no. 3, pp. 1371-1378, Aug. 2006.

- (11) A. Street, F. Oliveira and J. M. Arroyo. "Contingency-Constrained Unit Commitment With $n - k$ Security Criterion: A Robust Optimization Approach". **IEEE Trans. Power Syst.**, vol 26, no. 3, pp. 1581-1590, Ago. 2011.
- (12) A. Street, A. Moreira and J. M. Arroyo. "Energy and Reserve Scheduling Under a Joint Generation and Transmission Security Criterion: An Adjustable Robust Optimization Approach". **IEEE Trans. Power Syst.**
- (13) K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O'Neill, E. B. Fisher and S. S. Oren. "Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability". **IEEE Trans. Power Syst.**, vol 25, no. 2, pp. 1052-1063, May. 2010.
- (14) PEREIRA, Mario VF; PINTO, Leontina MVG. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical programming**, v. 52, n. 1-3, p. 359-375, 1991.
- (15) A.L. Diniz. "Processo iterativo de construção da função de produção das usinas hidroelétricas para o problema de coordenação hidrotérmica". XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Recife, 2009.
- (16) A.L. Diniz, M.E.P. Maceira. "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects", **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, no.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.
- (17) B. Zengo and L. ZHAO. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method. **Operations Research Letters**, v. 41, no. 5, p. 457-461, 2013.
- (18) LAMPS - Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics. Disponível em: <http://www.lamps.ind.puc-rio.br/> Acesso em: 20 de maio de 2019.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Eros Danilo Monteiro de Carvalho, nascido em 11 de janeiro de 1984, é natural de Juiz de Fora, Minas Gerais. Graduado em Engenharia elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 2013. Atualmente está matriculado no curso de Pós-Graduação, Mestrado (M.Sc.) em Engenharia Elétrica, na área de Sistemas de Energia, pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Seus principais interesses de pesquisa são: econômica da energia elétrica e modelos de otimização aplicados a Programação e operação em tempo real de sistemas elétricos.



Alexandre Street, nascido em 02 de agosto de 1979 no Rio de Janeiro, é formado em Engenharia elétrica com ênfase em Telecomunicações e Métodos de Apoio à Decisão pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Obteve seu título de mestrado (M.Sc.) em 2004 e doutorado (D.Sc.) em 2008 em Engenharia Elétrica, na área de Métodos de Apoio à Decisão, pela mesma universidade. Em 2008 ingressou na PUC-Rio como professor do quadro permanente do Departamento de Engenharia Elétrica. Atualmente é *Senior Member da IEEE Power and Energy Society (PES)*. Coordena o grupo de energia no *Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics (LAMPS)*, onde os seguintes temas de pesquisa se destacam: modelos de otimização robusta e estocástica para a operação e expansão ótima de sistemas elétricos de potência, modelos de decisão estratégica para a comercialização e investimento em energia renovável, análise de impactos de medidas regulatórias em mercados energéticos, estudos de integração gás-eletricidade e modelos de decisão sob incerteza.