



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos - GOP

Incorporação de restrições operativas detalhadas utilizadas na elaboração do Programa Diário de Operação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo.

TIAGO NORBIATO DOS SANTOS(1); ANDRE LUIZ DINIZ(1); CARLOS HENRIQUE SABOIA(1); CARLOS EDUARDO VILAS BOAS(2); JOÃO MARCO FRANCISCHETTI FERREIRA(2); FABIANO MOURÃO(2); RENATO CABRAL(1); LUIS FERNANDO ELYAS CERQUEIRA DA SILVA(1); CARLOS ALBERTO DE ARAÚJO JUNIOR(2); EROS DANILO MONTEIRO DE CARVALHO(2); ROGER ALOISIO KAMMLER(2); CEPEL(1); ONS(2);

RESUMO

Atualmente para a Programação da Operação e formação de Preço do Sistema Elétrico Brasileiro, é utilizado como ferramenta de apoio o modelo DECOMP com uma base temporal semanal. Com o objetivo de se ter uma maior aderência entre a operação e formação de preço, está em curso o processo denominado "Preço Horário", para o qual está sendo aprimorado e validado, com maiores detalhes do sistema, o modelo DESSEM. Neste trabalho são apresentadas as principais funcionalidades com foco na operação concebidas no DESSEM durante esse processo, pelo CEPEL, desenvolvedor do modelo, e o ONS, responsável pela programação da operação.

PALAVRAS-CHAVE

Programação Diária da Operação, Unit Commitment, Restrições de Segurança elétrica, Restrições hidráulicas.

1.0 - INTRODUÇÃO

Encontra-se em fase de implantação no Brasil o processo denominado de "Preço Horário" para a comercialização de energia, no qual o preço da energia é determinado diariamente e definido para cada hora do dia. Um dos objetivos desse processo é aproximar a comercialização de energia da operação real do sistema. Para tanto, é necessário que a metodologia empregada para a obtenção do preço e proposta de despacho das usinas do SIN atenda às restrições operativas diárias e de segurança das usinas hidráulicas, térmicas e da rede de transmissão. Atualmente, para esse propósito está sendo utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o modelo DESSEM, desenvolvido pelo CEPEL.

Desde abril de 2018, foi instituída a operação sombra que constitui em execuções diárias para aferição do modelo, avaliação de resultados e desempenho do futuro processo de formação do preço horário. Esta operação possui um horizonte de até 07 dias e uma discretização flexível que varia de intervalos com agregações horárias, intervalos horários e até com discretização semi-horária, além de representação das unidades térmicas, hidráulicas e da rede elétrica pelo modelo de fluxo de potência linearizado. Ao longo do processo sombra foi diagnosticado a necessidade de inclusão de aspectos, que até o momento não eram tratadas pelo modelo DESSEM, e divididas em três grupos:

- I. Unidades térmicas: Restrições de geração mínima para acionamento, taxa de variação máxima de tomada e alívio de carga, tempo mínimo de acionamento e desligamento, trajetórias de acionamento e desligamento e decisão de configuração de unidade à ciclo combinado;
- II. Rede Elétrica: Restrições adicionais de segurança do sistema elétrico, tais como a Reserva de Potência Elétrica, ("banda morta"), rampa de fluxo nas linhas, e limites para equações de fluxos de linhas de transmissão dependentes de fluxos em outras linhas, por meio de tabelas ou modelos lineares por partes.
- III. Usinas Hidroelétricas: Restrições condicionais a equações hidráulicas, tanto de limites quanto de taxa de variação.

Estas restrições foram modeladas por meio de programação linear inteira mista (MILP, pela sigla em inglês), e o problema é resolvido utilizando um pacote comercial (CPLEX), aplicando um processo iterativo para representar algumas dessas restrições. São apresentadas as formulações matemáticas e justificativas para o uso de cada restrição. Neste trabalho são descritas as funcionalidades incluídas no modelo DESSEM para representar as restrições operacionais de segurança, visando subsidiar a Programação Diária da Operação (PDO). São apresentados os resultados obtidos com essas funcionalidades, avaliando a acurácia na sua modelagem e mostrando que sua inclusão aproxima os resultados do modelo à realidade operativa do ONS.

1.1 Programação Diária da Operação

No que tange a Programação Diária da Operação (PDO) de sistemas hidrotérmicos interligados, o modelo DESSEM (1)-(2) possui discretização até semi-horária e horizonte até duas semanas. A função objetivo é minimizar a soma dos custos com geração térmica e o custo futuro, sinalizado pelo modelo DECOMP (3)-(4) de curto prazo por uma função de custo futuro (FCF). As principais restrições inerentes ao problema são: atendimentos à demanda; balanço hídrico, com consideração do tempo de viagem e curvas de propagação da água (5); função de produção das usinas hidroelétricas, através de um modelo linear por partes 4-dimensional que representa de forma acurada a variabilidade da produtividade com a altura de queda (6), além de uma série de restrições operativas.

O modelo apresenta diversas funcionalidades de detalhamento do sistema, como por exemplo: operação de unidades geradoras; modelagem DC da rede elétrica brasileira, com a representação dos limites de fluxo nos circuitos, limites de variação de fluxo, limites de somatórios em conjuntos de circuitos, restrição de rampa, tempo de viagem da água entre usinas hidroelétricas, dentre outras. Quando não são consideradas restrições de unit commitment térmico, o problema é resolvido por Programação Linear (PL) através da resolução de um único PL ou aplicando-se decomposição (7); tempo de viagem da água entre usinas hidroelétricas. A equação [1] ilustra as principais restrições e equações do modelo.

$$\begin{aligned}
 \min f &= \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NT} CG_j GT_j^t + \sum_{k=1}^{NS} \sum_{p=1}^{NCD_k} CD_{k,p} Def_{k,p}^t \right) \\
 s.a \\
 V_i^t + Q_i^t + S_i^t &= A_i^t + V_i^{t-1} + \sum_{p \in M_i} \left(Q_p^{t-\tau_{pi}} + S_p^{t-\tau_{pi}} \right) \quad i = 1, \dots, NH; \quad t = 1, \dots, T \\
 GH_i^t - \gamma_{V,i,l}^t \cdot \frac{V_i^t}{2} - \gamma_{Q,i,l}^t \cdot Q_i^t + \gamma_{S,i,l}^t \cdot S_i^t &\leq \gamma_{CONST,i,l}^t + \gamma_{V,i,l}^t \cdot \frac{V_i^{t-1}}{2}, \quad l = 1, \dots, p_i; \quad i = 1, \dots, NH; \quad t = 1, \dots, T; \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_k^H} GH_i^t + \sum_{j \in \mathcal{G}_k^T} GT_j^t + \sum_{p=1}^{NCD_k} CD_{k,p}^t \cdot def_{k,p}^t + \sum_{p \in \Omega_k} (Int_{pk}^t - Int_{kp}^t) &= D_k^t, \quad k = 1, \dots, NS; \quad t = 1, \dots, T \\
 \underline{f}_{km} &\leq f_{km} \leq \overline{f}_{km}, \\
 \underline{V}_i &\leq V_i \leq \overline{V}_i, \quad i = 1, NH \\
 \underline{GH}_i &\leq \overline{GH}_i, \quad i = 1, NH \\
 \underline{GT}_j &\leq \overline{GT}_j, \quad j = 1, NT
 \end{aligned} \tag{1}$$

Onde T é o número de intervalos de tempo em que o horizonte de estudo é dividido; NT é o número de usinas térmicas no sistema; NS é o número de Submercados (ou Subsistemas); GT_j^t é a geração térmica da usina j , no intervalo t ; CT_j é o custo linear de geração para a usina térmica j ; NCD_k é o número de segmentos de reta que representam a curva de custo de Déficit para o submercado k , Def_{kp}^t é o déficit no atendimento à demanda do subsistema k , para o segmento p , no intervalo de tempo t , e $CD_{k,p}^t$ é o seu respectivo custo linear; M_i é o conjunto de usinas a montante da usina i ; NH é o número de usinas hidroelétricas; V_i^t é o volume armazenado da usina i ao final do intervalo t ; Q_i^t é o turbinamento, S_i^t é o vertimento; O fator τ_{ij} representa o tempo de viagem (TV) da água (6) entre as usinas i e j ; GH_i^t é a geração da usina hidroelétrica i no intervalo de tempo t ; \mathcal{G}^H e \mathcal{G}^T indicam respectivamente o conjunto de usinas hidroelétricas e termoelétricas do submercado k ; Int_{kp}^t é o intercambio de energia do subsistema k para o subsistema p no intervalo de tempo t ; Ω_k é o conjunto de submercados que estão conectados ao submercado k ; e D_k^t é a carga do submercado k no intervalo de tempo t ; p_i é o número de cortes para a Função de Produção (7)-(9) da usina i ; $\gamma_{V,i,l}^t$, $\gamma_{Q,i,l}^t$, $\gamma_{S,i,l}^t$ e $\gamma_{const,i,l}^t$ são os coeficientes para o volume armazenado, turbinamento, vertimento e o termo constante da inequação do corte l da usina i no intervalo t ; f_{km} é o fluxo entre as barras k e m , quando f_{km} assume um valor negativo o fluxo está no sentido de m para k .

2.0 - UNIT COMMITMENT TÉRMICO (UCT)

A concepção do Unit Commitment Térmico (UCT) das unidades geradoras termoeletricas no DESSEM foi feita com o objetivo de trazer ao modelo uma representação mais fidedigna com o que ocorre na realidade. Para tal foram considerados vários aspectos relacionados à operação das unidades térmicas, como descrito nas próximas seções. As principais referências para essa modelagem foram os trabalhos (8), (9) e (10).

2.1 Geração Mínima e Rampa de Acionamento e desligamento

Estas restrições, impõem um limite superior e inferior de geração compulsória, caso cada unidade i esteja ligada em algum período de tempo t . Se a unidade estiver em acionamento deverá seguir uma trajetória de acionamento com NUp_i passos, onde a geração de cada passo é definida pelas variáveis $\{TrUp_i^k, k = 1, \dots, NUp_i\}$, até alcançar sua geração mínima gt_i . Por outro lado, se a unidade estiver sendo desligada deverá seguir uma trajetória de desligamento com NDn_i passos, onde a geração de cada passo é definida pelas variáveis $\{TrDn_i^k, k = 1, \dots, NDn_i\}$, até anular a sua geração. Estas trajetórias são definidas pelo par de expressões a seguir, e sua aplicabilidade pode ser observada na figura 2.1:

$$gt_i^t \geq \underline{gt}_i (u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad [2]$$

$$gt_i^t \leq \overline{gt}_i (u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad [3]$$

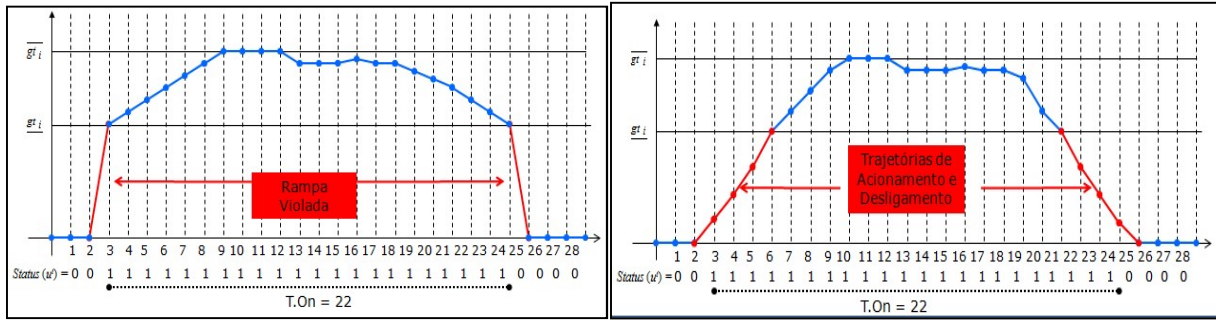


Figura 2.1 - Efeito das trajetórias de acionamento/desligamento na operação de uma unidade térmica

2.2 Taxa de Variação Máxima de Tomada e Alívio de Carga

A taxa de variação máxima de tomada e alívio de carga consiste em valores máximos para o acréscimo ou decréscimo horário da geração térmica, uma vez estando acionada. Estas restrições limitam a variação da geração térmica em RUp_i (para acréscimo) e RDn_i (para decréscimo) entre dois períodos quaisquer consecutivos. A restrição fica inativa (pelas variáveis \hat{y} e \check{y}) quando a unidade térmica encontra-se em trajetória de acionamento.

A formulação matemática dessas restrições podem ser observadas nas equações a seguir, cujo impacto na operação de uma unidade térmica é ilustrado na Figura 2.2. O traço em vermelho ilustra a trajetória da unidade se a restrição de rampa não existisse, enquanto o traço em verde mostra a operação quando se impõem tais restrições. Note que, pela sua natureza de acoplamento temporal, tais restrições impactam não somente a geração no período que violaria essa restrição, mas também os períodos adjacentes.

$$gt_i^t - gt_i^{t-1} \leq RUp_i + (\overline{gt}_i - Rup_{T_i}) \cdot (\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) \quad [4]$$

$$-gt_i^{t+1} + gt_i^t \leq RDn_i + (\overline{gt}_i - RDn_i) \cdot (\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) \quad [5]$$

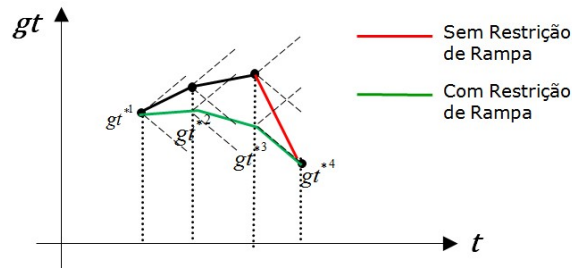


Figura 2.2 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de rampa de geração na operação de uma unidade térmica.

Onde \overline{gt} é a geração máxima da unidade térmica i , que é um dado cadastral, e \hat{y}_i^t e \check{y}_i^t são variáveis auxiliares, contínuas, indicativas de trajetória de acionamento e desligamento da unidade, respectivamente.

2.3 Tempo Mínimo de Acionamento e Desligamento

Restrições de tempo mínimo de acionamento impõem um tempo mínimo que esta deve permanecer ligada (TON) ou desligada (TOFF), dado que esta estava desligada (ligada) no periodo anterior. Ou seja, se uma unidade geradora estava desligada (ou ligada) no tempo $(t - 1)$, e foi ligada (desligada) no tempo t , então esta unidade deverá permanecer ligada (desligada) gerando (sem geração) no mínimo o valor referente ao seu TON (TOFF) de cadastro. A Figura 2.3 ilustra o efeito da aplicação de restrições de mínimo tempo ligada e desligada para uma unidade geradora térmica. A formulação matemática para as restrições é dada pelas expressões abaixo:

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad [6]$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad [7]$$

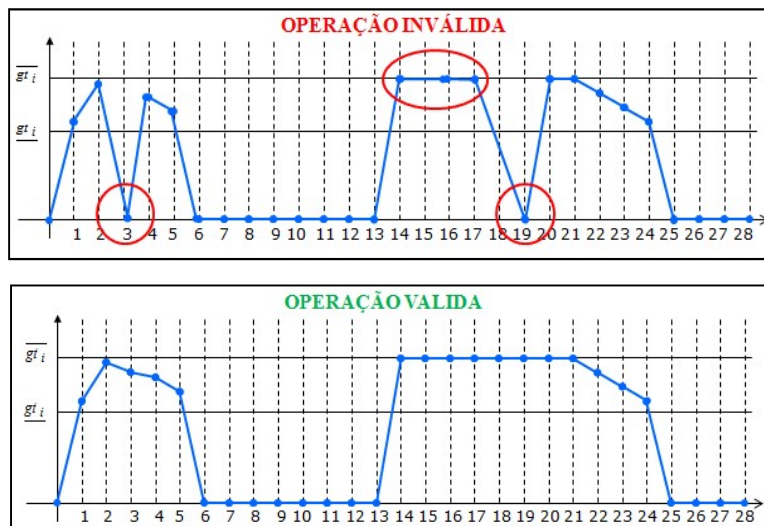


Figura 2.3 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de rampa de geração na operação de uma unidade térmica.

2.4 Representação de unidades à ciclo combinado: Configuração de Conjunto de Unidades Geradores

As Usinas Térmicas a Ciclo Combinado (UTCC) são compostas por unidades térmicas que utilizam um combustível que gera vapor (por exemplo: gás) acopladas com unidades térmicas a vapor. O que proporcionou a motivação para esse tipo de configuração foi o fato de se utilizar uma unidade térmica para geração de energia, ao invés de liberar vapor a alta temperatura na atmosfera. Com isso, obtém-se uma maior eficiência e redução no consumo de gás para produção da mesma quantidade de energia, quando comparadas às usinas térmicas convencionais

Uma das vantagens de uma UTCC é a sua flexibilidade, já que pode operar com diferentes combinações de turbinas a gás e a vapor acionadas. Por exemplo, a Figura 2.4 mostra uma configuração possível para uma UTCC composta por 2 turbinas a gás e 1 turbina a vapor. As características e custos operativos da planta diferem de acordo com cada configuração, o que torna possível otimizar a operação da planta como um todo em função das condições do sistema. Assim, pode-se buscar uma configuração, variável ao longo do tempo, que seja mais econômica para a usina ou para o sistema como um todo. Por outro lado, isso acarreta uma maior complexidade na modelagem dessas usinas e na resolução do problema de PDO em que estão inseridas.

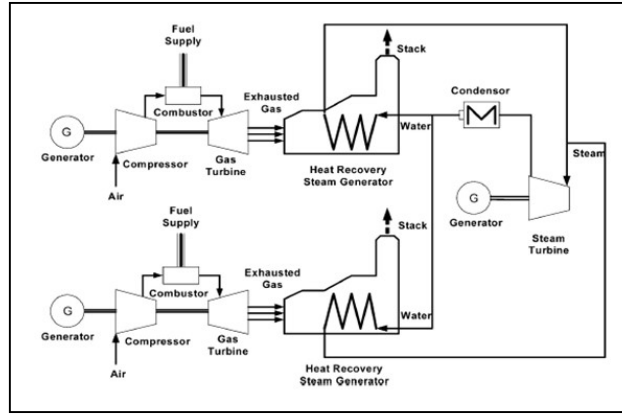


Figura 2.4 - Esquema de uma usina térmica a ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor.

A existência de diferentes configurações pode ocorrer em função de unidades que estejam em manutenção ou desligadas. Ressalta-se que a turbina a gás pode operar sem a turbina a vapor, mas o contrário não é possível. Cada configuração pode ser representada por uma "unidade equivalente", os quais podem ser definidos dados usuais de uma unidade térmica individual, como restrições de rampa, tempo mínimo ligada ou desligada, curva de custo incremental (no caso do Brasil, CVU), etc. Os custos de partida e parada são substituídos pelos custos de transição para outras configurações, sendo que essas transições também podem contemplar o acionamento ou desligamento de unidades.

Apenas uma unidade equivalente poderá estar acionada, e já estando acionada, poderá transitar para outra unidade equivalente sem que seja necessário o cumprimento de outra trajetória de desligamento da primeira unidade e uma trajetória de acionamento da segunda. Matematicamente, definimos, para cada usina a ciclo combinado j , o conjunto Ω_{CCj} de unidades térmicas equivalentes que pertencem à j . O número total de usinas a ciclo combinado é $NTCC$.

2.4.1 Restrição de unicidade de acionamento

Em uma usina térmica j a ciclo combinado com diferentes unidades equivalentes, pertencentes ao conjunto Ω_{CCj} impõe-se a restrição de que uma única unidade poderá estar acionada em cada instante de tempo t :

$$\sum_{i \in \Omega_{CCj}} u_i^t \leq 1, \quad j = 1, \dots, NTCC \quad [8]$$

2.4.2 Transição entre unidades equivalentes

Esta restrição impõe uma variação máxima de geração (rampa de transição) $RTrans_j$ entre quaisquer configurações de uma usina térmica a ciclo combinado j , para todos os períodos de tempo t :

$$\left| \sum_{i \in \Omega_{CCj}} g_i^t - \sum_{i \in \Omega_{CCj}} g_i^{t-1} \right| \leq RTrans_j, \quad j = 1, \dots, NTCC \quad [9]$$

3.0 - RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA

Além das restrições de limite de fluxo individuais nos circuitos, podem ser consideradas restrições de somatório de fluxos; "restrições DREF", "inequações" ou "security constraints (SC)"; nos circuitos e/ou injeções nas barras da rede, como segue:

$$\underline{SC}_i^t \leq \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \leq \overline{SC}_i^t \quad \forall i = 1, \dots, NSC, t = 1, \dots, T \quad [10]$$

Onde NSC é o número de restrições de segurança, $\kappa_{SCB_i}^b$ e $\kappa_{SCL_i}^l$ são os fatores associados, respectivamente à barra ou linha i pertencentes aos conjuntos SCB_i e SCL_i de barras e linhas na restrição, e \underline{SC}_i^t e \overline{SC}_i^t são os limites inferior e superior da restrição de segurança i , no período t . Esses limites podem ser estáticos, como definido na fórmula acima, ou dinâmicos como apresentado nos itens 3.1 e 3.2

3.1 Restrições representadas por tabelas - RESTTAB

As restrições de segurança elétrica por tabela são limites dinâmicos, definidos por tabela, impostos a determinadas restrições de somatório de fluxo, ou seja, restrições de segurança, que visam garantir a estabilidade da rede elétrica do sistema. Estes limites dependem da operação de determinados parâmetros definidos nos dados de

entrada do caso, como por exemplo, fluxos em linhas de transmissão, ou de dados fixos, como por exemplo, a carga em determinados submercados. Estes limites são obtidos através de tabelas e são incluídos no problema de forma iterativa como ilustrado no fluxograma da Figura 3.1.

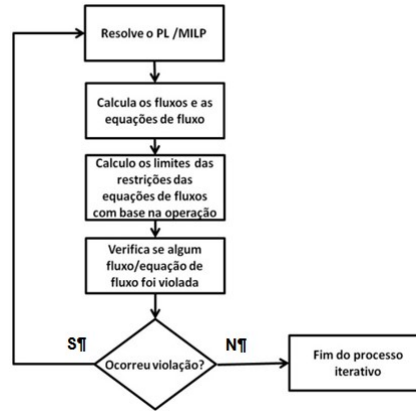


Figura 3.1 - Fluxograma para considerar limites das Restrições de Segurança Elétrica definidos por Tabelas.

Conceitualmente, a formulação matemática das restrições é idêntica a das restrições de segurança com a diferença de que os limites das restrições são obtidos de forma dinâmica. Uma descrição detalhada do conjunto de restrições que são consideradas, assim como os tipos de parâmetros associados a cada uma delas pode ser consultada nos procedimentos de rede do ONS e no Manual do Usuário do modelo DESSEM. Eventualmente, existe a possibilidade que o processo apresentado na Figura 3.1 entre em um ciclo repetitivo de alteração dos limites das restrições. Para interromper esse efeito indesejado, impõe-se um limite máximo de voltas no processo acima.

3.2 Restrições representadas por funções lineares por partes - LPP

Outra forma de representar as Restrições de Segurança Elétrica é através de Funções Lineares por Parte (LPP). Nesta opção os limites das equações de somatório de fluxo são variáveis do problema, sendo necessárias as seguintes adaptações na formulação dessas restrições:

$$SC_i^t = \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCB_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \quad [11]$$

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP_i}^t} \quad [12]$$

$$\overline{SC_{LPP_i}^t} \leq \kappa_{SCLPP_{0_i}}^k + \kappa_{SCLPP_{P_i}}^k VP_{SCLPP_i}^t \quad [13]$$

Dado que para cada restrição de segurança i controlada por parâmetro de forma linear por partes, onde $\overline{SC_{LPP_i}^t}$ é o limite da restrição obtido pelo modelo, para a restrição i e período t , $\kappa_{SCLPP_{0_i}}^k$ e $\kappa_{SCLPP_{P_i}}^k$ são os termos independente e linear do k -ésimo corte da restrição i , e $VP_{SCLPP_i}^t$ é o valor do parâmetro controlador da restrição i , no período t , que também é resultado da otimização.

A primeira equação define a expressão da restrição de segurança que será controlada. A segunda inequação define o limite do fluxo, a qual passa a ser uma variável de decisão do modelo, e a última é conjunto de inequações onde são aproximações lineares por partes que relacionam o limite da restrição com o valor VP_i^t do parâmetro controlador. Este parâmetro controlador pode ser um fluxo no circuito, uma restrição de somatório de fluxos, a carga de um submercado, a carga total do sistema, ou a geração/carga de uma barra. Uma descrição detalhada do conjunto de restrições que são consideradas, assim como os tipos de parâmetros associados a cada uma delas pode ser consultada no Cadastro de Dados para Relacionamento Externo (CDRE) do ONS e no Manual do Usuário do modelo DESSEM.

Para exemplificar, será abordada a linearização do limite de RNE, descrito em documentação específica do CDRE. O limite de RNE varia em função da carga da Região Nordeste, da Exportação da Região Norte e da Geração eólica e solar no Sudoeste da Bahia. A linearização do limite para RNE é realizada considerando que a previsão da carga do Nordeste é um dado de entrada do modelo, assim como da geração prevista do grupo de eólicas. Portanto, o limite para RNE fica definido apenas em função da exportação Norte, conforme observado na Figura 3.2, onde esta a linearização do limite de RNE para a carga do NE ≤ 10.500 e fluxo Igaporã ≤ 600 . Nesta linearização, define-se uma região de operação do SIN a partir dos pontos médios.

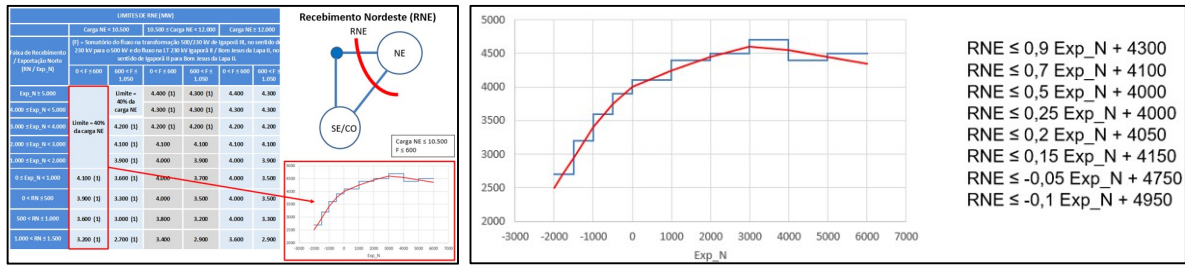


Figura 3.2 - Linearização do Limite RNE em função da exportação Norte.

4.0 - RESTRIÇÕES DE CONDICIONAIS A EQUAÇÕES HIDRÁULICAS ESPECÍFICAS

Esta funcionalidade permite definir limites e rampas, condicionais à operação e/ou com os dados de entrada atualizados diariamente, sem a necessidade de atualizar tais restrições para usinas hidráulicas. Restrições hidráulicas essas como, por exemplo, somas de vazão de turbinamento, vertimento, defluência e afluência, além de armazenamento.

4.1 Equações Hidráulicas

$$SomHidr_x = \sum_{i \in w} (F_i^q * Q_i + F_i^s * S_i + F_i^v * V_i + F_i^{af} * Af_i + F_i^{df} * Df_i) \quad [14]$$

$$\underline{SomHidr}_x \leq SomHidr \leq \overline{SomHidr}_x \quad [15]$$

Onde w é o conjunto de usinas que participam da equação hidráulica, $SomHidr_x$ é a equação hidráulica, $\underline{SomHidr}_x$ é o limite inferior padrão para a equação hidráulica, $\overline{SomHidr}_x$ é o limite superior padrão para a equação hidráulica, e F_i^q , F_i^s , F_i^v , F_i^{af} e F_i^{df} correspondem, respectivamente, aos fatores referentes ao turbinamento (Q_i), vertimento (S_i), volume armazenado (V_i), afluência (Af_i) e defluência (Df_i) da usina i na restrição.

4.2 Restrições Condicionadas

Nas restrições condicionadas são consideradas as seguintes equações hidráulicas, sendo “ u ” uma variável de decisão binária, trazendo restrições para quando “ u ” recebe o valor unitário e para quando esta recebe valor nulo:

$$SomHidr_x \leq \overline{SomHidr}_x + u * \Delta_x \quad [16]$$

$$SomHidr_y \leq \overline{SomHidr}_y + u * \Delta_y \quad [17]$$

$$u * \underline{SomHidr}_y \leq SomHidr_y \quad [18]$$

5.0 - RESULTADOS NUMÉRICOS

Neste item serão abordados os resultados das implementações que atualmente estão em uso no modelo e que trazem mais impacto na operação. São elas: restrições elétricas de segurança e o UCT. Na análise foi utilizada a execução do DESSEM para o dia 07 de maio de 2019 da operação sombra realizada pelo ONS. Para este dia foi utilizado uma rede elétrica composta por 6.746 barras e 9.213 linhas. O parque térmico composto por 98 usinas e 438 unidades geradoras, sendo que 9 usinas foram modeladas como ciclo combinado. A resolução do problema é feita como um grande problema de programação linear por partes, porém adicionando as restrições da rede elétrica de forma iterativa, apenas quando necessário. Este procedimento, que é matematicamente exato, é uma extensão, para a programação inteira, da estratégia descrita no trabalho (11).

Como exemplo de restrição elétrica de segurança, será analisado o recebimento do Nordeste, cujo limite é função da exportação do Norte, carga do Nordeste e de gerações eólicas e solares na Bahia. Em regra, atua sobre este limite uma folga de transmissão, conhecida como “banda morta”, para acomodar variações de geração eólica no Nordeste. Ambas as restrições apresentadas nos itens 3.1 e 3.2 atuam sobre o RNE e a mais restritiva deve prevalecer. No gráfico a esquerda da Figura 5.1 é mostrado o valor do fluxo folgado em relação à restrição modelada via LPP. Por sua vez, no gráfico a direita, é ilustrada a restrição ativa na modalidade tabela, uma vez que o limite é mais restritivo.

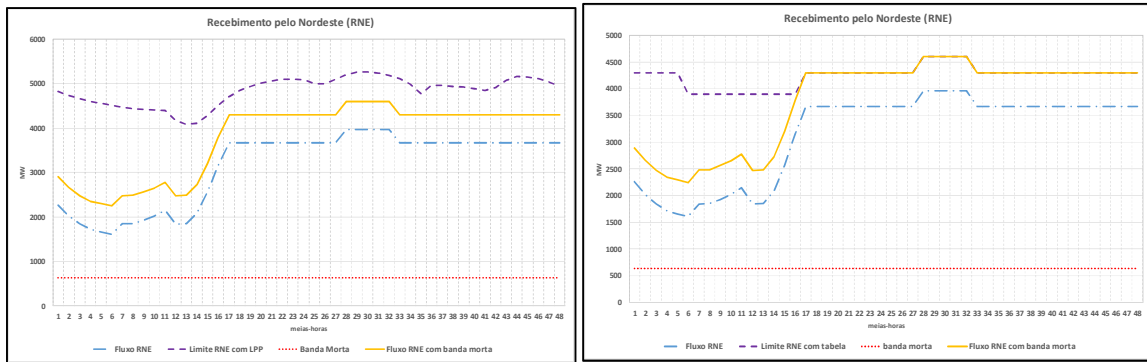


Figura 5.1 – Recebimento Nordeste – RNE

A Figura 5.2, mostra a operação do UCT da unidade geradora 1 da Usina A, cujo custo variável (CVU) é inferior ao valor do custo marginal de operação (CMO), portanto foi acionada para o dia do estudo. Observa-se o cumprimento da rampa não linear de acionamento, uma vez que a unidade inicia o estudo desligada, até atingir a geração mínima. Não foi especificada uma trajetória para se atingir a geração máxima, o que ocasionou a elevação da geração da unidade até a geração máxima em um estágio. A unidade permanece ligada em sua capacidade máxima em razão do custo da geração.

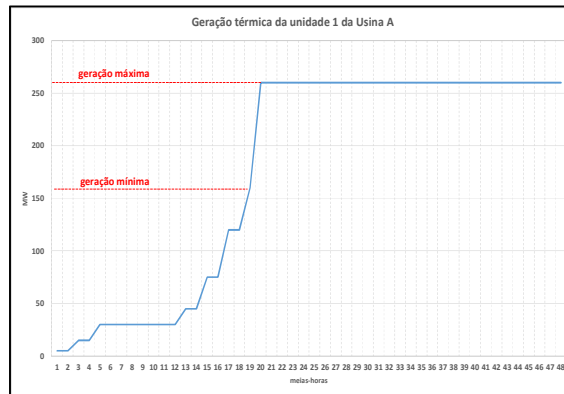


Figura 5.2 – Geração Térmica da Unidade 1 da Usina A

6.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentadas as funcionalidades adicionadas no modelo DESSEM para melhor representar as restrições operativas empregado na operação diária do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Este detalhamento foi necessário para a implantação do Preço Horário previsto para Janeiro de 2020 com o objetivo de aproximar o planejamento da operação do despacho concretizado. Foram incluídas restrições para a operação das unidades térmicas denominadas de Unit Commitment Térmico (UCT), Restrições de Segurança Elétrica aplicadas a rede elétrica, e Restrições de Segurança Hidráulicas aplicadas as usinas hidroelétricas. Tendo em vista o que foi supracitado, podemos concluir que as novas implementações introduzidas no modelo DESSEM trouxeram uma melhor aderência dos resultados do modelo com a realidade operativa do ONS.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Manual de Metodologia do DESSEM - Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM - CEPEL, 2019.
- (2) Manual do Usuário do DESSEM - Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM - CEPEL, 2019.
- (3) M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J. M. Damazio, A C. G. Melo, "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system", Proc. PSCC Conference, Sevilla, Spain, 2002.

- (4) A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral, " Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- (5) T. M. Souza, A. L. Diniz, "An accurate representation of water delay times for cascaded reservoirs in hydro scheduling problems", Artigo aceito para apresentação, IEEE/PES General Meeting, San Diego, July 2012.
- (6) 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 Trans. Power Syst., v. 23, n.3, pp. 1298-1308, 2008.
- (7) T.N. Santos, A.L.Diniz, "A New Multiperiod Stage Definition for the Multistage Benders Decomposition Approach Applied to Hydrothermal Scheduling", IEEE Trans. Power Systems, v. 24, n.3, pp. 1383-1392, 2009.
- (8) M. Carrion, J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 3, pp. 1371-1378, Aug. 2006.
- (9) Arroyo, J.M., Conejo, A.J., "Modeling of start-up and shut-down powertrajectories of thermal units", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, , pp 1562-1568, Aug. 2004.
- (10) C. Liu, S. M. Shahidehpour, Z. Li, M. Fotuhi-Firuzabad, "Component and mode models for the short-term scheduling of combined-cycle units", IEEE Transactions on Power Systems, v.24, n.2, pp.976-990, 2009.
- (11) T. N. Santos, A. L. Diniz, "A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.26, n.2, pp. 508-519, May 2011.

DADOS BIOGRÁFICOS



Tiago Norbiato dos Santos possui graduação em Engenharia Elétrica (2004) pela UFJF, mestrado em Engenharia de Sistema e Computação (2009), pela UFRJ / COPPE. É pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS. Tem experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

André Luiz Diniz possui graduação em Engenharia Civil (1997), mestrado em Engenharia de Transportes (2000) e doutorado em Otimização (2007), todos pela UFRJ/COPPE. Em 2014 fez pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics. É pesquisador e chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA) do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, e professor adjunto da UERJ, no departamento de Estatística. Tem grande experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Ceará (1999), com mestrado (2002) e doutorado (2013) em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ. Desde 2002 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são planejamento da expansão energética de sistemas de potência, matriz energética e programação da operação.

Carlos Eduardo Vilas Boas é Engenheiro Eletricista formado em 1985 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Em 1994 realizou o COSE, curso de extensão universitária promovido pela UNICAMP. Trabalhou por 12 anos na Eletrobrás na área de Supervisão e Controle do SIN e por 19 anos no Operador do Sistema Elétrico – ONS, na área de Planejamento Energético, onde encontra-se atualmente.

João Marco Francischetti Ferreira, Nascido em Juiz de Fora/MG em 1973. Possui graduação em Engenharia Elétrica (1997) pela Universidade Federal de Juiz de Fora, Mestrado em Engenharia Elétrica na área de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (2000) pela Universidade Federal do Santa Catarina. Desde 2004 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e atualmente atua no Planejamento da Operação Elétrica.

Fabiano Pinho Mourão, Graduado em Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica no Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ), MBA – Master em Desenvolvimento Gerencial, Capacitação em aspectos Institucionais do Setor Elétrico - CAISE pela (PUC-RJ). Trabalhou de 2004 à 2019 como engenheiro no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na área de Programação e Planejamento de Curto Prazo, trabalhou com a operacionalização dos modelos DESSEM e DECOMP na etapa de Programação Diária da Operação e do Programa Mensal de Operação de Operação - PMO onde atuou em: (i) Formação de Preço no curto prazo utilizando o modelo DECOMP (ii) Análise prospectiva dos riscos de atendimento a critérios de segurança do SIN utilizando o Procedimento Operativo de Curto Prazo - POCP (iii) Participou do grupo de trabalho Subgrupo de Operação e Preço SGOP da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP). Recentemente assumiu a cargo de Head de Research na Delta Energia.

Renato Neves Cabral possui graduação em Matemática (2003) pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e mestrado em Astronomia (2006) pelo Observatório Nacional. É pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS desde 2008. Tem 11 anos de experiência na área de programação matemática e otimização.

Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva possui graduação em Engenharia Civil (2013) pela UFRJ, cursando mestrado em Engenharia de Produção, pela UFRJ / COPPE. É pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS. Tem experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

Carlos Alberto de Araújo Júnior possui graduação em Engenharia Elétrica (2009) pela Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF e mestrado em Engenharia Elétrica (2013) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio. É Engenheiro de Sistemas de Potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, na Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos. Tem experiência na área de otimização aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

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).

Roger Aloisio Kammler, nascido em 18 de abril de 1988, é natural de Três Arroios, Rio Grande do Sul. Graduado em Engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) em 2014. Atualmente atua no Operador Nacional do Sistema Elétrico(ONS). 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