

# Otimização da Programação Operacional de Unidades Hidrelétricas

G. R. Colnago, FEM/UNICAMP; P. B. Correia, FEM/UNICAMP; T. Ohishi, FEEC/UNICAMP; A. F. R. Araújo, CIn/UFPE; J. T. F. Pillon FEM/UNICAMP; A. G. Gomes FEM/UNICAMP

**Resumo** – Este artigo apresenta um modelo para o cálculo da programação da operação diária das usinas hidrelétricas da CHESF situadas no rio São Francisco. Neste horizonte é importante a decisão sobre as partidas e paradas de unidades geradoras hidrelétricas ao longo do próximo dia, bem como o seu despacho de geração. Outro requisito é o atendimento do mercado e das condições operativas do sistema, tais como limites operativos, e a coordenação hidráulica entre as usinas da cascata. A formulação matemática adotada resultou em um problema de otimização multi-objetivo, misto e não linear. A sua resolução foi baseada em uma abordagem híbrida, utilizando Algoritmos Evolutivos e métodos de Otimização Não Linear. A metodologia foi testada com dados verificados nas usinas do São Francisco.

**Palavras-chave** — Despacho ótimo, Energia hidrelétrica, Otimização matemática, Unidades geradoras hidrelétricas, Usinas hidrelétricas, Algoritmos Genéticos.

## I. INTRODUÇÃO

Este projeto desenvolveu um modelo de despacho diário ótimo de unidades geradoras hidrelétricas das usinas hidrelétricas da CHESF na cascata do rio São Francisco. A metodologia proposta leva em consideração o mercado a ser atendido por estas usinas e os requisitos operativos do sistema de geração, tais como limites de armazenamento nos reservatórios, os limites de geração, os limites de turbinagem e a disponibilidades de máquinas. O intervalo de discretização adotado é de meia hora.

A operação diária de um sistema de usinas hidrelétricas apresenta algumas características que são importantes na modelagem do problema. O primeiro aspecto a ser destacado é a curva de carga diária. Usualmente, estas curvas apresentam demanda mínima na madrugada e demanda de pico no começo da noite. Esta grande variação na carga faz com que na madrugada sejam necessárias menos unidades em operação do que no período de ponta, o que implica na decisão de

ligar e desligar unidades geradoras (UG) ao longo do dia. Outro aspecto a ser destacado é que a solução da programação diária vai para o centro de operação do sistema e é utilizado como uma referência na operação em tempo real do sistema. Nesse sentido, é necessário assegurar que a solução obtida atenda todos os requisitos operacionais, tais como os limites de armazenamento dos reservatórios, de turbinagem e de defluência mínima, atendimento do mercado e condições de rampa e de reserva girante.

Um dos objetivos do despacho hidrelétrico é maximizar a eficiência da geração de energia elétrica, sempre obedecendo a restrições operativas das UG e da usina. Segundo Soares e Salzamo [1], o principal fator no desempenho da geração de eletricidade em uma hidrelétrica é a eficiência das unidades geradoras. Há um outro aspecto importante a ser otimizado, que é o número de partidas de unidades geradoras. Sabe-se que as partidas e paradas desgastam os equipamentos [2] e nesse sentido é desejável diminuir o número de partidas e paradas. Estes dois objetivos são contraditórios, pois para operar com maior eficiência devem-se realizar mais partidas e paradas de unidades geradoras. Com isso, tem-se que o problema de programação da operação diária é um problema misto não linear e multi-objetivo.

A literatura em modelos de despacho de unidades hidrelétricas é bastante reduzida, dado que a grande maioria dos países tem um sistema com predominância térmica. Encina [3] trata o problema via programação dinâmica e relaxação lagrangeana. O problema foi dividido em dois subproblemas denominados despacho das unidades e despacho de geração. O primeiro trata de um problema de escolha de quantidade de unidades geradoras a estarem ativas e no segundo é utilizada a relaxação lagrangeana para otimizar a geração entre as unidades definidas. A aplicação dos dois despachos se dá iterativamente, até que se obtenha a solução ótima do problema.

Faria *et al.* [4] fizeram uso da programação linear inteira mista para a otimização da operação de hidrelétricas. O método de solução é o *Branch and Bound*, com busca em profundidade. Foi utilizada uma função custo de despacho, que é linear por partes, considerando-se características hidromecânicas e rendimentos das unidades geradoras.

Li *et al* [5] trata do planejamento de curto prazo de um sistema hidrotérmico. O despacho das unidades térmicas é realizado através de programação dinâmica, e o sistema híbrido é segregado em bacias e otimizado através de técnica de otimização de fluxo em rede, e as unidades hidrelétricas neste passo são combinadas em uma usina equivalente. Após isto, cada bacia é dividida em reservatórios, cada um contendo uma ou mais usinas, sendo realizado o despacho de máquinas hidrelétricas por programação dinâmica. Foi utili-

---

Este Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi apoiado pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF).

G. R. Colnago é aluno de doutorado em Planejamento em Sistemas Energéticos na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: gcolnago@fem.unicamp.br).

P. B. Correia é professor doutor da Faculdade de Engenharia Mecânica na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: pcorreia@fem.unicamp.br).

T. Ohishi é professor doutor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: taka@densis.fee.unicamp.br).

A. F. R. Araújo é professor doutor do Centro de Informática da Universidade Federal de Pernambuco (e-mail: aluizioa@cin.ufpe.br).

J. T. F. Pillon e A.G. Gomes são alunas de mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos na Universidade Estadual de Campinas.

zada um procedimento intitulado *priority-list-based*, no sentido de diminuir o número de combinações possíveis de máquinas.

Rodrigues *et al* [6] estudam a programação da operação de um sistema hidrelétrico. O problema é desagregado em subproblemas menores e mais fáceis de serem resolvidos. No que diz respeito aos subproblemas de despacho de unidades geradoras é utilizado um algoritmo de enumeração exaustiva no espaço de estados do problema. Cada uma das combinações é um problema não linear que foram resolvidos pelo método de lagrangeano aumentado.

Chang *et al* [7] fazem o uso da programação linear inteira mista para a resolução do despacho de hidrelétricas. O modelo matemático leva em conta restrições hidráulicas, tempos mínimos de operação e de parada das unidades, e as curvas de potência em função da vazão que é linear por partes.

Siu *et al* [8] desenvolveram um modelo de despacho de unidades geradoras hidrelétricas que é resolvido em três etapas. A primeira etapa utiliza uma metodologia para eliminar combinações de máquinas ineficazes para cada discretização de tempo (por exemplo, uma hora). A segunda utiliza a programação dinâmica para resolver cada uma dessas combinações e descartar as que possuem eficiência muito menor que o usual. Por último, a terceira etapa é utilizada para conectar as otimizações realizadas para cada discretização de tempo em todo o horizonte considerado (por exemplo, um dia) levando em conta a minimização das partidas e paradas de máquinas, além da minimização das perdas, usando a otimização de fluxo em redes. Esta metodologia pode ser utilizada para o caso de unidades geradoras com características diferentes em uma mesma usina.

Conejo *et al* [9] desenvolveram uma metodologia de auto-programação de usinas hidrelétricas com o objetivo de maximizar o benefício da companhia vendendo energia para o dia seguinte. Incluíram os custos de partidas de usinas como um valor fixo (em valores monetários) para cada partida. As curvas de performance das usinas foram linearizadas para três patamares de altura de queda (baixo, médio e alto), desta forma, eliminando a não linearidade e a não concavidade da curva. O modelo proposto é, portanto, linear e inteiro (0/1) misto.

Finardi e Silva [10] desenvolveram um problema inteiro e não linear misto para despacho. Uma técnica baseada no método de *Branch and Bound* foi utilizada para encontrar as combinações de variáveis inteiras que garantiriam soluções factíveis. Para cada uma destas combinações resolveu-se o problema não linear resultante, através do método do Gradiente Projetado, para que fosse escolhida a melhor destas combinações.

Neste trabalho, o modelo de despacho proposto é multiobjetivo e não-linear misto. Foram utilizados dois programas comerciais, a planilha EXCEL e a função FMINCOM do MATLAB.

## II. CASCATA DE USINAS DA CHESF NO RIO SÃO FRANCISCO

A CHESF possui seis usinas hidrelétricas no rio São Francisco, que são as usinas de Sobradinho (USB), Luiz Gonzaga (ULG), Apolônio Sales (UAS), Paulo Afonso 1,2 e

3 (UPA), Paulo Afonso IV (USQ) e a usina de Xingo (UXG), como mostradas na Figura 1. O conjunto destas usinas será denominado usinas da Cascata do São Francisco e as usinas de ULG, UAS, UPA, USQ e UXG serão denominadas usinas do Complexo de Paulo Afonso.

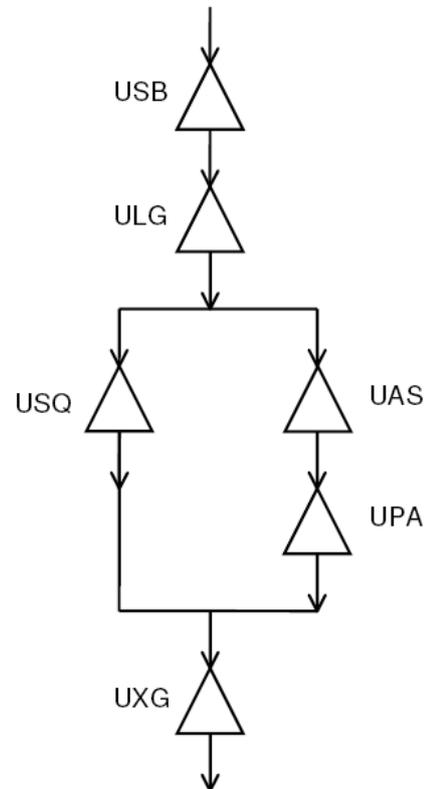


Figura 1: Cascata de Usinas do São Francisco

O grande reservatório da Cascata está em USB e a jusante em ULG há um reservatório menor. As demais usinas possuem pequenos reservatórios, os quais só possibilitam uma regularização diária. Desse modo, toda água na Cascata é armazenada nos reservatórios de USB e de ULG, e as demais usinas podem ser consideradas praticamente como usinas a fio d'água, cujos reservatórios devem terminar o dia em um estado próximo ao começo do dia.

A operação diária da Cascata tem algumas outras características importantes a serem consideradas na formulação do modelo matemático. A primeira delas está relacionada à grande distância da usina de USB das demais usinas da Cascata. O tempo de viagem de água que sai de USB até a usina de ULG é de aproximadamente quatro dias, e isto torna a operação hidráulica de USB independente da operação hidráulica das usinas do Complexo no horizonte diário. Ou seja, a água que irá chegar ao reservatório de ULG em um dado dia, saiu de USB há quatro dias, e, portanto, já conhecida. Uma outra característica é o Complexo de Paulo Afonso, que cria duas rotas para a água que sai da usina de ULG. Há uma rota que passa por UAS e UPA ("braço direito") e outra rota que passa por USQ ("braço esquerdo"). Como a produtividade no braço esquerdo é maior, na prática, procura-se maximizar o volume de água que passa por esta rota. Para o braço direito é fixada uma vazão bem menor suficiente para manter em funcionamento algumas máquinas em UAS e UPA.

### III. MODELO MATEMÁTICO

O problema é tratado através de um modelo de otimização. De um modo geral, na formulação de um modelo de otimização quanto maior é o número de restrições, maior é o tempo computacional para a sua resolução. Como a programação da operação diária deve ser feita em curto prazo de tempo, é importante que o modelo matemático seja fácil de manipular e de fácil e rápida resolução. Nesse sentido, o modelo proposto procurou uma representação menos detalhada da operação hidráulica, mas suficiente para que a solução obtida atenda todos os requisitos operativos da operação hidráulica diária da Cascata do São Francisco.

Inicialmente, implementou-se modelos no qual estabeleceu-se uma relação direta da vazão defluente de uma dada usina com a defluência da usina a montante, descontado o tempo de viagem da água. Matematicamente, isto implicou em criar uma restrição para cada usina a cada intervalo de tempo, resultando em uma matriz de restrições relativamente grande e exigindo um tempo computacional bastante elevado para a sua resolução. No modelo proposto neste artigo, o acoplamento hidráulico entre as usinas do Complexo foi considerado em termos diários, assegurando que ao longo da operação diária, haja uma coordenação hidráulica entre as usinas no sentido de assegurar que a usina de montante realize uma defluência ao longo do dia suficiente para que a usina imediatamente a jusante possa atender a sua curva de geração.

#### A. Hipóteses e as Condições de Contorno

No sentido de trabalhar com uma formulação mais simplificada foram consideradas algumas hipóteses, as quais definem as condições que a programação diária da Cascata do São Francisco deve atender, aqui chamada de Condições de Contorno.

O modelo proposto supõe conhecidas as seguintes condições:

1. Supõe-se conhecida a vazão afluente (média diária) a ser recebida pelas USB e ULG no próximo dia, a curva de carga diária e a disponibilidade de máquinas.
2. Os armazenamentos (ou deplecionamentos de reservatórios) na Cascata serão realizados somente nos reservatórios de USB e ULG. As demais usinas devem terminar o dia com os seus reservatórios em um estado aproximadamente igual ao início do dia.
3. Toda a defluência diária da ULG irá atravessar todo o Complexo. Ou seja, os reservatórios de UAS, USQ e UXG devem terminar o dia no mesmo estado do início do dia.
4. Como USB e ULG são considerados hidraulicamente independentes no horizonte diário, então a defluência média diária da USB ( $T_{SB}$ ) não precisa ser necessariamente igual à defluência média diária da ULG ( $T_{LG}$ ).

Em função das hipóteses acima, o decisor precisa fixar alguns dados (Condições de Contorno):

1. Em função da vazão afluente, da curva de carga diária a ser atendida e da disponibilidade de máquinas,

o decisor estabelece qual deve ser a defluência média diária na USB.

2. O decisor deve fixar a defluência diária em UAS e na UPA (Braço direito).
3. Em função da carga a ser gerada, são fixadas as defluências médias diárias em ULG e UXG.
4. Em todas as usinas se a defluência diária for maior que o seu engolimento máximo, a vazão excedente deve ser vertida.

#### B. Formulação Matemática

No projeto foram formulados dois modelos para o problema de programação da operação diária da Cascata. A diferença entre os dois modelos é a forma da representação das unidades geradoras. A primeira delas considera todas as unidades diferentes, e neste caso deve-se decidir qual unidade estará em operação a cada intervalo de tempo. A outra modelagem considera todas as máquinas iguais, e neste caso deve-se somente decidir com quantas máquinas deve-se operar a cada intervalo de tempo. Em princípio, considera-se que todas as máquinas de um mesmo conjunto são iguais entre si. Na prática nem sempre as máquinas são exatamente iguais, e com o passar do tempo em função do histórico de cada máquina, estas diferenças vão se acentuando. De modo que para uma usina com muitos anos de vida, pode-se dizer que não há máquinas iguais. Porém, neste caso é necessário levantar as características atuais das máquinas, mas como no momento não se dispõe destas informações atualizadas, a saída é considerar todas as unidades iguais, e em geral o que se dispõe são dados de eficiência das máquinas levantadas na época da implantação destas unidades. A seguir é apresentado o modelo para a programação da operação diária da Cascata, supondo-se que todas as máquinas de uma usina são iguais entre si.

Antes de apresentar a formulação, um comentário sobre as restrições de defluência média diária, que será chamada de Defluência Meta (DM). A restrição de defluência média diária fixada pode ser representada como a seguir na Equação (1).

$$\sum_{t=1}^T s \cdot q_{i,t} = 48 \cdot s \cdot Q_i \quad (1)$$

Onde  $s$  é o número de segundos do intervalo de tempo (meia hora),  $q_{i,t}$  é a vazão média turbinada durante o intervalo de tempo  $t$  na usina  $i$ , e  $Q_i$  é a vazão defluente média que a usina  $i$  deve manter ao longo do dia. Portanto, o lado esquerdo dá o volume total que a usina turbinada ao longo do dia e o lado direito dá volume total que a usina deve defluir ao longo de 48 intervalos de meia hora para atingir a DM.

Adotando o modelo para a geração de potência em uma unidade de geração hidrelétrica dada pela Equação (2), na qual a potência gerada depende da produtividade  $\rho$ , então a Equação (1) pode ser reescrita como em (3).

$$p_i(x_i, q_i) = \rho_i(x_i, q_i) \cdot q_i \quad (2)$$

Ou,

$$\sum_{t=1}^T \frac{p_{i,t}}{\rho_i(x_i, q_{i,t})} = 48 \cdot Q_i \quad (3)$$

Onde

$x$	volume armazenado no reservatório (Hm <sup>3</sup> )
$q$	vazão turbinada (m <sup>3</sup> /s)
$Q$	defluência meta (m <sup>3</sup> /s)
$\rho$	produtividade (MW/m <sup>3</sup> /s)

No horizonte diário, os níveis dos reservatórios de USB e ULG apresentam variações muito pequenas, e os reservatórios de UAS e UXG devem terminar o dia em estado aproximadamente igual ao começo do dia, de modo que estes também não apresentam grandes variações em seu nível no horizonte diário. Desse modo, pode-se considerar que o volume armazenado é constante e igual ao seu estado inicial e que a Equação (3) depende apenas da vazão turbinada. Ou seja,

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{i,t}}{\rho_i(x_i^0, q_{i,t})} = 24 \cdot Q_i \quad (4)$$

Onde  $x_i^0$  é o volume inicial do reservatório  $i$ .

Apresenta-se a seguir o modelo matemático para o problema de programação da operação diária da Cascata do São Francisco.

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \eta_i(p_{i,t}, k_{i,t}); \\ & \text{Minimizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N |k_{i,t} - k_{i,t-1}|; \end{aligned} \quad (5)$$

S. a :

$$\sum_{i=1}^4 p_{it} = d_t \quad ; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SB,t}}{\rho_{SB}(k_{it}, x_{SB}^0, q_{SB,t})} = 48 \cdot Q_{SB} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{LG,t}}{\rho_{LG}(k_{it}, x_{LG}^0, q_{LG,t})} = 48 \cdot Q_{LG} \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SQ,t}}{\rho_{SQ}(k_{it}, x_{SQ}^0, q_{SQ,t})} = 48 \cdot Q_{SQ} \quad (9)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{XG,t}}{\rho_{XG}(k_{it}, x_{XG}^0, q_{XG,t})} = 48 \cdot Q_{XG} \quad (10)$$

$$p_{it}^{\min}(k_{it}) \leq p_{it} \leq p_{it}^{\max}(k_{it}); i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, T \quad (11)$$

$$k_{it} \in \{0, 1, \dots, n_{it}\}; i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, T \quad (12)$$

Onde

$\eta$	eficiência do conjunto turbina-gerador (%)
$K$	número de máquinas em operação.

A função objetivo (5) tem um caráter multiobjetivo, a qual busca maximizar a eficiência e ao mesmo tempo minimizar o número de partidas e paradas; a eficiência é representada

para cada possível configuração e associado a cada configuração há a variável inteira que indica o número de máquina em operação em um dado intervalo de tempo. A Equação (6) representa o atendimento do mercado, uma para cada intervalo de tempo; as Equações (7)-(10) representam as restrições de DM, uma para cada usina. A restrição (11) representa os limites de geração de cada unidade geradora, os quais dependem da configuração escolhida; e finalmente, a última restrição define as variáveis inteiras.

O problema (5)-(12) é um problema multiobjetivo, misto e com não linearidades, tanto na função objetivo como também nas restrições. Dada a sua natureza combinatória e não linear, torna-se difícil tratá-lo através de técnicas de otimização exata, devido ao tempo computacional necessário para a sua resolução. Neste projeto, este problema foi tratado por uma abordagem híbrida, combinando uma metodologia baseada em Algoritmos Evolutivos e técnicas de otimização não linear.

A formulação do problema considerando todas as máquinas distintas é similar à formulação acima; a diferença está no fato que há agora uma variável booleana associada a cada unidade geradora a cada intervalo de tempo, em vez de simplesmente indicar o número de máquinas.

#### IV. TÉCNICA DE RESOLUÇÃO

Ambos os modelos são resolvidos em duas etapas. A Etapa 1 determina uma solução inicial que leva em conta o atendimento do mercado e as DM por usina, mas não decide o número de máquinas em operação a cada intervalo de tempo. A partir desta solução inicial, a Etapa 2 determina o número de máquinas em operação a cada intervalo de tempo e o respectivo ponto de operação. Na Etapa 1 a solução inicial é obtida através da resolução de um problema de otimização contínua simplificado. Já na segunda etapa, é resolvido um problema não-linear misto, o qual é tratado via uma abordagem híbrida, baseado em Algoritmos Evolutivos e métodos de Otimização Não Linear.

##### A. Etapa 1

A Etapa 1 resolve o problema simplificado a seguir, o qual não decide sobre o número de máquina em operação.

$$\text{Minimizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \frac{P_{i,t}}{\rho_i} \quad (13)$$

S. a :

$$\sum_{i=1}^4 p_{it} = d_t \quad ; t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SB,t}}{\rho_{SB}} = 48 \cdot Q_{SB} \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{LG,t}}{\rho_{LG}} = 48 \cdot Q_{LG} \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SQ,t}}{\rho_{SQ}} = 48 \cdot Q_{SQ} \quad (17)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{XG,t}}{\rho_{XG}} = 48 \cdot Q_{XG} \quad (18)$$

$$p_{it}^{\min} (1) \leq p_{it} \leq p_{it}^{\max} (n_{it}); i = 1, \dots, n; \\ t = 1, \dots, T \quad (19)$$

Note que o problema (13)-(19) tem como função objetivo a minimização da vazão turbinada, e as produtividades foram consideradas constantes e iguais aos seus valores médios. Assim, tanto a função objetivo como as restrições se tornam lineares. Note também que os limites de geração foram alterados, cujo limite inferior é dado pela geração mínima de uma máquina em operação e o limite superior é dado pela geração máxima com todas as unidades disponíveis em operação. O problema (13)-(19) é resolvido através de técnica de Programação Linear. A resolução do problema acima determina quanto cada usina deve gerar de potência ativa a cada intervalo de tempo, e este conjunto de geração por usina é denominado de curva de geração da usina. A Etapa 1 é a mesma tanto para o modelo de máquinas distintas, como também para o caso de máquinas iguais.

### B. Etapa 2

A Etapa 2 trata do problema completo (5)-(12). Devido ao seu caráter misto, o problema é decomposto em dois subproblemas, que são resolvidos iterativamente até a convergência. O primeiro subproblema, denominado de Despacho de Unidades, determina a configuração de máquinas em operação a cada intervalo de tempo, enquanto que o segundo subproblema, denominado Despacho de Geração, determina o ponto de operação das unidades em operação.

Matematicamente, o Despacho de Unidades (DU) trata das variáveis discretas, e neste projeto é tratado através de técnicas de Computação Evolutiva. Já o Despacho de Geração (DG) pode ser formulado como um problema de otimização não linear contínuo, e neste projeto é tratado via método de Otimização Não Linear.

O processo de resolução da Etapa 2 pode ser resumido como na Figura 1. O procedimento inicia através da resolução do DU (bloco superior), o qual atualiza a configuração de máquinas em operação. Uma vez definida uma nova configuração de máquinas em operação, o seu ponto de operação ótimo é determinado através do DG no bloco inferior. O processo de atualização de configuração no DU inicia a partir de uma curva de geração. Para cada usina e cada intervalo de tempo, o DU calcula todas as configurações que podem gerar a potência definida para este intervalo de tempo e são ordenadas segundo a sua eficiência. A atualização das configurações é realizada baseada em técnicas de Computação Evolutiva, que utilizando as configurações ordenadas e levando também em conta o número de partidas e paradas de unidades calcula um conjunto de soluções, a partir do qual é

escolhida uma nova configuração para produzir a curva de geração.

Após a definição da nova configuração de máquinas em operação a cada intervalo de tempo, atualizam-se os limites de operação de acordo com a nova configuração, bem como a sua função de produtividade. Com estes dados atualizados, o DG resolve um problema de otimização contínuo e determina qual deve ser a geração ótima em cada usina em cada intervalo de tempo. Com isso tem-se o ponto de operação ótimo das máquinas em operação e também a nova curva de geração para cada usina. Com esta nova curva de geração retorna-se ao subproblema de DU e atualiza-se a configuração de máquinas em operação. O processo é encerrado quando a nova configuração do DU coincide com a configuração da iteração anterior. A seguir detalha-se o DU e o DG.

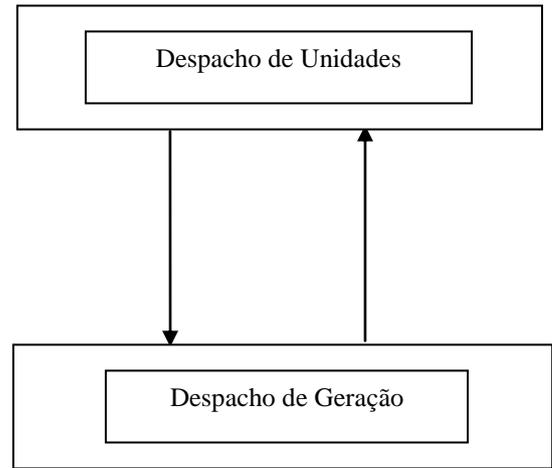


Figura 1: Processo de resolução da Etapa 2

#### Despacho de Unidades

O método utilizado para a solução do problema é baseado nos algoritmos genéticos, desenvolvidos inicialmente por Holland [11]. São técnicas heurísticas de otimização que se utilizam dos mecanismos de seleção natural e genética [12].

Foi desenvolvido um algoritmo em duas fases, onde a primeira faz a otimização a geração maximizando a eficiência para cada período de tempo, armazenando algumas boas soluções para cada período. A segunda trata de buscar combinações destas soluções armazenadas de forma a buscar o compromisso entre maximizar a eficiência no dia e minimizar a quantidade de partidas e paradas de unidades geradoras.

Na primeira fase, os indivíduos (soluções) são da forma

$$[ p_{i,t}^1 \ p_{i,t}^2 \ p_{i,t}^3 \ \dots \ p_{i,t}^n ]$$

onde cada variável se refere à geração de uma unidade geradora, de forma que a soma de todas as gerações deve ser igual à carga a ser gerada pela usina naquele período. O cruzamento utilizado é o cruzamento de um ponto, onde para dois indivíduos (pais selecionados, ex. [ 139 148 138 143 135 124 ] e [ **142 140 154 150 140 101** ] para uma carga de 827 MW), escolhe-se um ponto para realizar a troca de genes. Nos vetores dados como exemplo, considere que o ponto escolhido seja entre o segundo e terceiro genes. Desta forma, os filhos gerados pelo cruzamento são [ 139 148 **154**

150 140 101 ] e [ 142 140 138 143 135 124 ]. A soma das gerações nos filhos é 832 e 822. Assim, aplica-se uma correção, multiplicando as entradas do primeiro filho por 827/832 e o segundo por 827/822. As soluções resultantes satisfazem a condição de atendimento de carga.

A mutação é aplicada a apenas um indivíduo, diferentemente do cruzamento que é realizado em dois ou mais. Escolhes-se dois genes de um indivíduo aleatoriamente. Gera-se, segundo uma distribuição normal com média zero, um número. A um dos genes soma-se o número e ao outro subtrai-se, de forma que o atendimento da demanda continua sendo satisfeito. A seleção dos pais para cruzamento baseia-se na escolha das melhores soluções em conjunto com uma seleção aleatória de todos os indivíduos. O objetivo ao se escolher aleatoriamente indivíduos é não perder diversidade das soluções. Ao final armazena-se as melhores soluções para cada período (vetor de despacho e eficiência no período).

Na fase 2 o compromisso é entre a quantidade de partidas e paradas e eficiência total no dia. Cada solução se trata de uma combinação de soluções armazenadas na primeira fase. O cruzamento adotado é também o de um ponto. A mutação, no entanto, é a chamada mutação inteira, onde o gene a ser mutado é trocado por outra combinação de geração dentro da lista armazenada na primeira fase.

#### Despacho de Geração

O DG resolve o problema a seguir. Nesta formulação o número de máquinas está fixado e a função objetivo (20) maximiza apenas a eficiência, porque o número de partidas e paradas já está definido na solução do DU.

$$\text{Maximizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \eta_i(p_{i,t}, k_{i,t}) \quad (20)$$

S. a :

$$\sum_{i=1}^4 p_{it} = d_t \quad ; t = 1, \dots, T \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SB,t}}{\rho_{SB}(x_{SB}^0, q_{SB,t})} = 48.Q_{SB} \quad (22)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{LG,t}}{\rho_{LG}(x_{LG}^0, q_{LG,t})} = 48.Q_{LG} \quad (23)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SQ,t}}{\rho_{SQ}(x_{SQ}^0, q_{SQ,t})} = 48.Q_{SQ} \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{XG,t}}{\rho_{XG}(x_{XG}^0, q_{XG,t})} = 48.Q_{XG} \quad (25)$$

$$p_{it}^{\min}(k_{it}) \leq p_{it} \leq p_{it}^{\max}(k_{it}); i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, T \quad (26)$$

A resolução do problema (20)-(26) apresenta uma dificuldade que são as restrições (22)-(25), pois elas são não lineares em função da vazão turbinada. Esta não linearidade além de tornar a resolução do problema mais demorado e em muitos casos pode resultar em problemas de convergência. Para contornar esta dificuldade, este problema foi resolvido atra-

vés de um processo de linearizações sucessivas das restrições, resultando no problema (27)-(33) a seguir. Neste novo problema as produtividades foram fixadas e calculadas no ponto  $\bar{q}_{i,t}$  que é a turbinagem correspondente à potência a ser gerada calculada na iteração anterior para este intervalo de tempo. Com isso tem-se um problema com função objetivo não linear e restrições lineares. Após a resolução do problema (27)-(33) tem-se um novo ponto de operação. Se esta nova solução é diferente da solução da iteração anterior, então a produtividade fixada está incorreta, pois ela foi calculada para um outro ponto de operação. Neste caso, as produtividades devem ser fixadas nos novos pontos de operação e resolver novamente o problema. Com a nova solução atualizam-se as produtividades fixadas. O processo se encerra quando a solução de uma iteração coincidir com a solução da iteração anterior.

$$\text{Maximizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \eta_i(p_{i,t}, k_{i,t}) \quad (27)$$

S. a :

$$\sum_{i=1}^4 p_{it} = d_t \quad ; t = 1, \dots, T \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SB,t}}{\rho_{SB}(x_{SB}^0, \bar{q}_{SB,t})} = 48.Q_{SB} \quad (29)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{LG,t}}{\rho_{LG}(x_{LG}^0, \bar{q}_{LG,t})} = 48.Q_{LG} \quad (30)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{SQ,t}}{\rho_{SQ}(x_{SQ}^0, \bar{q}_{SQ,t})} = 48.Q_{SQ} \quad (31)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{P_{XG,t}}{\rho_{XG}(x_{XG}^0, \bar{q}_{XG,t})} = 48.Q_{XG} \quad (32)$$

$$p_{it}^{\min}(k_{it}) \leq p_{it} \leq p_{it}^{\max}(k_{it}); i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, T \quad (33)$$

#### V. ESTUDO DE CASO

Apresenta-se um estudo de caso da aplicação do modelo proposto na Cascata do São Francisco, considerando dados de carga, afluência e condições iniciais verificados em um dia de operação.

Considerou-se a discretização de meia hora, praticada atualmente pela CHESF. A Tabela 1 mostra o estado inicial dos reservatórios e a afluência média esperada para este dia para a UHE Luiz Gonzaga. Na modelagem não existe preocupação com o reservatório da UHE Sobradinho por este ser muito grande e não ser afetado de forma significativa com as operações realizadas em um dia. Além disso, o modelo foi implementado tal que as defluências sejam controladas para que não ocorram violações dos níveis de reservatórios.

Tabela 1: Condições iniciais das UHE

Reservatório (Hm <sup>3</sup> )	
ULG	10539
UAS/USQ	1232
UXG	3779
Afluência média (m <sup>3</sup> /s)	
ULG	2630

Outro aspecto importante é a função de produtividade, porque esta foi adotada como um dos critérios de otimização. A Figura 2 mostra as curvas de produtividade para uma até seis máquinas de USQ. A curva mais à esquerda se refere a apenas uma máquina e a mais à direita a seis máquinas. Como neste exemplo foram consideradas todas as máquinas iguais então, quando há duas máquinas em operação, estas operam no mesmo ponto. A função da referente a 2 até 6 máquinas foi calculada baseada nesta regra. Um aspecto importante a destacar é o fato de que a sua derivada varia suavemente e também o fato de que o seu ponto máximo ser um ponto interior. Estas duas características são importantes no desempenho do modelo proposto.

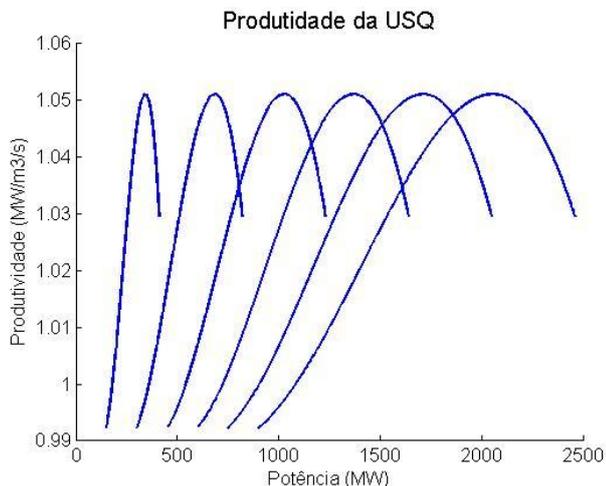


Figura 2: Curvas de produtividade da UHE Paulo Afonso 4

A Tabela 2 mostra as turbinagens diárias fixadas das UHE USB, UAS e UPA.

Tabela 2:	
Turbinagem (m <sup>3</sup> /s)	
USB (média)	2744
UAS (fixa)	965
UPA (fixa)	965

Este teste fixou o número de máquinas em operação das usinas USB em 5, da USQ em 6 e da UXG em 6. A quantidade de máquinas despachadas ao longo do dia para USQ foi determinada através do despacho de unidades.

A Figura 3 até a Figura 5 mostram os resultados, em termos de turbinagem e geração para cada uma das usinas da Cascata. Nos gráficos são também indicados os limites de geração mínima e máxima, os quais são função do número de máquinas em operação no respectivo intervalo de tempo. Basicamente, todas as usinas acompanham a curva de carga (Figura 7) e isto é consequência do critério não linear ado-

tado pela metodologia. Uma vantagem desta solução é que como todas as usinas variam de acordo com a carga, as rampas de geração nas usinas também são menores. Com relação ao despacho de UG de USQ, permaneceram 5 UG em operação, ou seja, nenhuma partida de UG em todo o dia (Figura 5).

A Figura 6 mostra o resultado em termos do comportamento do nível dos reservatórios para a presente solução para o reservatório integrado de Paulo Afonso 4 e Apolônio Sales. Todos os demais reservatórios também apresentaram variações muito pequenas, mostrando que esta programação de operação diária é também adequada do ponto de vista da operação hidráulica do sistema. Outro aspecto importante deste resultado é que a representação mais simplificada adotada pelo modelo assegura a coordenação hidráulica da Cascata.

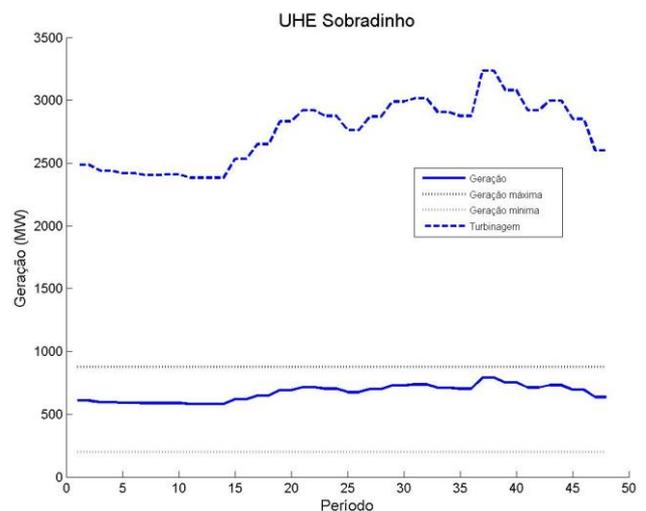


Figura 3: Geração e turbinagem da UHE Sobradinho

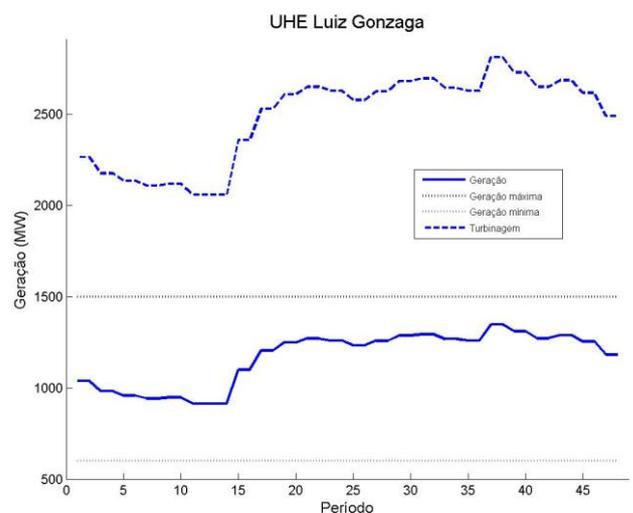


Figura 4: Geração e turbinagem da UHE Luiz Gonzaga

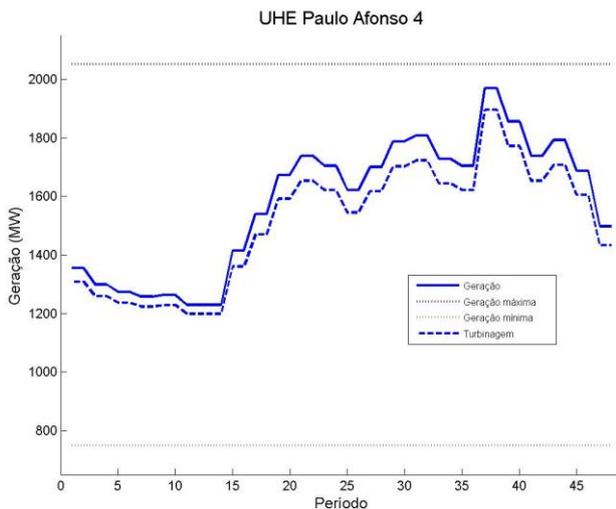


Figura 5: Geração e turbinagem da UHE Paulo Afonso 4

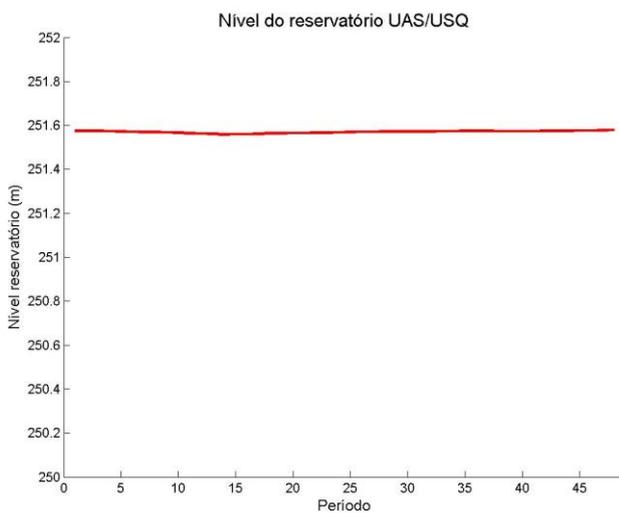


Figura 6: Nível do reservatório da UHE Paulo Afonso 4

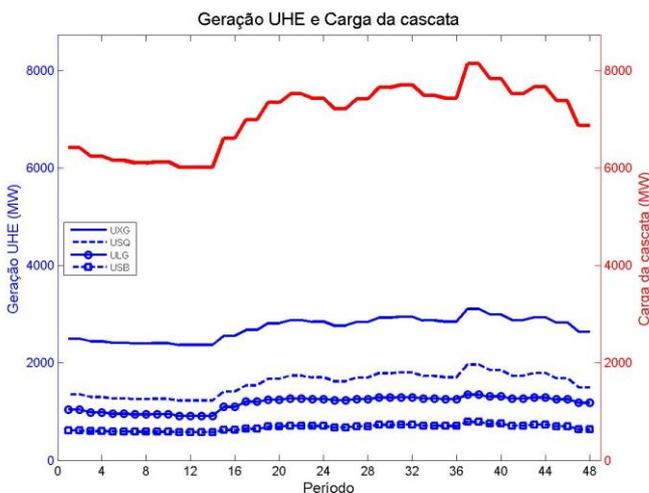


Figura 7: Carga da cascata e geração das UHE

## VI. CONCLUSÕES

Neste projeto de pesquisa foi desenvolvido um modelo para a programação da operação diária da Cascata do rio São Francisco. A metodologia proposta mostrou bastante adequada ao problema, tanto em termos de sua concepção, como também em termos de desempenho. Do ponto de vista conceitual, a metodologia buscou utilizar uma formulação a mais simplificada possível, pois isto trás vantagem do ponto de vista da sua resolução, do ponto de vista da sua atualização e também do ponto de vista da facilidade de entendimento. A modelagem matemática levou em conta os principais aspectos do problema, que são a representação das usinas em termos de suas unidades de geração e adotar um critério não linear, pois isto resulta numa operação mais suave e mais vantajosa em termos da operação em tempo real. Foram simulados diversos estudos de caso além do apresentado, e as soluções obtidas atendem aos objetivos de coordenação hidráulica da Cascata, atende o mercado previsto.

## VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Soares, S. e C. T. Salmazo (1997). Minimum loss predispach model for hydroelectric power plant. *IEEE Transactions on Power Systems* 12(3), 1220 – 1228.
- [2] Nilsson, O. e Sjelvgren, D. Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies on Swedish power producers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, p. 38 – 43, 1997.
- [3] Encina, A. S. A. (2006). Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétrico via Heurística baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas.
- [4] Faria, A. M., P. B. Correia e C. T. Salmazo (1993). Alocação de geração e reserva girante em usinas hidrelétricas considerando as faixas operativas das unidades. Em XXV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Campinas.
- [5] Li, C., E. Hsu, A. J. Svoboda, C. li Tseng, R.B. Johnson (1997). Hydro Unit Commitment in Hydro-Thermal Optimization. *IEEE Transactions on Power Systems* 12(12), 764-769.
- [6] Rodrigues, R.N., E. C. Finardi., E. L. da Silva. Alocação de unidades hidrelétricas no problema da programação da operação energética utilizando Relaxação Lagrangeana e Lagrangeano Aumentado. *Revista Controle & Automação* 17(2), 155-166.
- [7] Chang, G. W., M. Aganagic, J. G. Waight, J. Medina, T. Burton, S. Reeves, M. Christoforidis (2001, November). Experiences With Mixed Integer Linear Programming Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems* 16 (4), 743-749.
- [8] Siu, T. K., G. A. Nash, e Z. K. Shawwash (2001). A Practical Hydro, Dynamic Unit Commitment and Loading Model. *IEEE Transactions on Power Systems* 16 (2), 301-306.
- [9] Conejo, A. J., J. M. Arroyo, J. Contreras, F. A. Villamor (2002). Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems* 17(4), 1265-1272.
- [10] Finardi, E. C. e E. L. D. Silva (2005). Unit commitment of single hydroelectric plant. *Electric Power Systems Research* 75, 116 – 123.
- [11] Holland, J. H. (1975). *Adaptation in Natural and Artificial System*, The University of Michigan Press.
- [12] Linden, R. (2006). *Algoritmos Genéticos: Uma Importante Ferramenta da Inteligência Computacional*, Brasport.