

ESTUDO E OTIMIZAÇÃO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE UNIDADES GERADORAS HIDRÁULICAS

ANALYSIS AND OPERATION PLANNING OPTIMIZATION OF HYDRAULIC GENERATION UNITS

Paula Luiza Quemelli Magioni¹ 

Clainer Bravin Donadel² 

Lucas da Silva Pereira³ 

Danieli Soares de Oliveira⁴ 

Pablo Rodrigues Muniz⁵ 

Resumo: Este trabalho apresenta um modelo computacional para otimização do planejamento da operação de unidades geradoras hidráulicas que considera o comportamento hidrológico da bacia estudada, o custo agregado às paradas/partidas das unidades geradoras e o custo de geração de energia elétrica agregado às perdas durante o processo de geração. Em sistemas elétricos de potência, o comportamento da carga normalmente varia, exigindo que a programação da geração acompanhe essa mudança; conforme a carga aumenta ou diminui, é necessário parar/partir máquinas e a cada parada/partida está associado um custo específico. Portanto, o planejamento da operação objetiva o uso de estratégias para minimizar os custos operacionais (incluindo-se paradas/partidas), estimando os momentos nos quais cada máquina deve parar/partir. Estes aspectos são particularmente importantes no caso brasileiro, dada a presença de grande quantidade de unidades geradoras hidráulicas, com processos de parada/partida tipicamente mais complexos que as demais formas de geração de energia elétrica comumente utilizadas. Um requisito considerado imprescindível no planejamento da geração hidráulica é o conhecimento do volume de água disponível. Neste trabalho, a estimativa do volume de água disponível foi realizada por meio do estudo do comportamento da vazão do rio no qual as unidades geradoras foram instaladas. A previsão de vazão do rio, por sua vez, foi estimada por meio da criação de um modelo hidrológico com o auxílio de ferramentas de sistema de informação geográfica. Assim, foi possível indicar de forma otimizada os momentos nos quais cada máquina deve parar/partir, atendendo a demanda elétrica.

Palavras-chave: Estimativa de volume de água disponível. Modelo hidrológico. Planejamento da operação. Previsão de vazão em rios. Unidades geradoras hidráulicas.

¹ Engenheira Eletricista, EDP Espírito Santo e ex-Instituto Federal do Espírito Santo, paula.quemelli@edpbr.com.br.

² Doutor em Engenharia Elétrica, Instituto Federal do Espírito Santo, cdonadel@ifes.edu.br.

³ Engenheiro Eletricista, ex-EDP Espírito Santo, lkspereira@hotmail.com.

⁴ Doutora em Engenharia Ambiental, Instituto Federal do Espírito Santo, danieli@ifes.edu.br.

⁵ Doutor em Engenharia Industrial, Instituto Federal do Espírito Santo, pablorm@ifes.edu.br.

Abstract: This paper presents a computational model for the operation planning optimization of hydraulic generation units. In this study, the hydrological behavior of the studied watershed, the costs of starting up/stopping generation units, and the cost of energy losses during the generation process were considered. In electrical power systems, the load behavior is usually not flat, requiring that generation scheduling adapts to this change. With an increase/decrease of the load, it is necessary to stop/start generation units, and each stop/start is associated with a specific cost. Therefore, the operation planning process aims to employ strategies for minimizing operational costs (including costs associated with stops/starts) by estimating the moment at which each generation unit should stop/start. These aspects are particularly important in the case of Brazil, given the presence of many hydraulic generating units there that comprise stop/start processes typically more complex than other commonly used forms of electric power generation. Knowledge of the volume of available water is essential for planning of hydraulic generation. In this study, the volume of available water was estimated through investigation of the flux behavior of the river in which the generation units were installed. The river flux was estimated through a hydrological model, using geographic information system tools. Thus, it was possible to indicate, in an optimized manner, the moments at which each machine should stop/start, considering the electric power demand.

Keywords: Available water volume estimation. Hydrological model. Operation planning. River flux prediction. Hydraulic generation units.

1 INTRODUÇÃO

Dentre as diversas finalidades do uso da água, a geração de energia elétrica destaca-se como um dos seus maiores usos no território brasileiro, por se tratar de um país que possui 68,1% da sua matriz de energia elétrica proveniente dos recursos hídricos (ANEEL, 2017). Dentre as muitas características que motivam o uso da água para geração de energia elétrica, destaca-se a possibilidade de aproveitamento da água sem alteração na sua qualidade e o retorno da sua disponibilidade para consumo após passar pelas turbinas. Além disso, gerar energia elétrica em larga escala a partir da água é muito mais barato do que fazê-lo a partir de fontes fósseis (TRAPP e RODRIGUES, 2016).

A capacidade de geração de unidades geradoras hidráulicas depende, dentre outros fatores, do volume de água disponível. Este, por sua vez, está correlacionado à vazão do rio em questão. Se a estimativa de água disponível for subestimada, guardar-se-á água excessivamente ou verter-se-á água, gerando energia a partir de fontes fósseis, mais poluidoras e mais caras. Se for sobrestimada a estimativa de água disponível, faltará água e gerar-se-á a partir de outras fontes de maneira não planejada. Logo, estimar corretamente o comportamento da vazão do rio (e, por consequência, a quantidade de água disponível para geração hidráulica) é fundamental.

A utilização de técnicas acuradas para a estimativa de vazão, tais como redes neurais, modelagem hidrológica, dentre outras (DIAS *et al.*, 2016), ganha importância por possibilitar um planejamento otimizado da operação do sistema de geração. O processo de planejamento da operação da geração visa determinar este ponto ótimo de operação, minimizando os custos operacionais (incluindo-se os custos de paradas/partidas) e estimando os momentos nos quais cada máquina deve parar/partir, e qual potência deve ser gerada por cada unidade.

Outro motivo que declara a necessidade de uma técnica precisa na estimativa de vazão é o impacto ambiental causado pelo crescimento da ação

antrópica na natureza, que acaba modificando o regime hídrico por meio da incidência de grandes estiagens ou enchentes. Esses períodos extremos de seca ou cheia interferem no planejamento de operação dos reservatórios/centrais hidráulicas (MOREIRA, 2005).

Além dos recursos naturais, sabe-se que os próprios equipamentos elétricos utilizados no processo de geração de energia elétrica também interferem no planejamento da operação de sistemas de geração, por meio das suas limitações operacionais. A programação da geração de energia elétrica deve atender simultaneamente a diversas condicionantes econômicas e operacionais para garantir eficiência e segurança na operação dos sistemas elétricos. Essa programação deve considerar um horizonte que auxilie na operação em tempo real de usinas hidrelétricas, a qual exige rápidas e eficientes tomadas de decisão, pois a operação em tempo real é considerada a referência operacional do sistema interligado nacional (OHISHI *et al.*, 2001).

Portanto, a implementação de um algoritmo de otimização - que realiza a busca do ponto ótimo de operação em função da estimativa de vazão, das restrições operacionais do grupo de turbogeradores da usina hidrelétrica operada, das curvas de rendimento, dos custos de parada/partida de cada unidade geradora e da estimativa das perdas de potência durante o processo de geração - possibilita tomadas de decisão operacionais em tempo real (ou quase real), de forma a não comprometer os custos operacionais e a segurança do sistema interligado nacional (OHISHI *et al.*, 2001).

Desta forma, diante da necessidade de atender simultaneamente diversas condicionantes operacionais, este trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo computacional para otimização da operação de unidades geradoras hidráulicas.

Este artigo está estruturado da seguinte forma: após esta introdução que contextualizou o problema e justificou a pesquisa, o capítulo 2 apresenta um passo a passo do modelo proposto de previsão de vazão hídrica de uma bacia para fins de geração hidráulica de energia elétrica. No capítulo 3, o método proposto é aplicado a uma importante bacia brasileira, a do Rio Tocantins. As

alternativas operacionais para uma hidrelétrica desta bacia, apontadas pelo modelo, são analisadas pelos pontos de vista técnico e financeiro. Por fim, as conclusões (capítulo 4) verificam se os objetivos propostos foram atingidos e analisam a abrangência e limitações do modelo proposto.

2 METODOLOGIA

Nessa seção serão apresentados o desenvolvimento do modelo hidrológico de previsão de vazão (subseção 2.1), os requisitos da ferramenta de otimização computacional (subseção 2.2) e, por fim, as informações sobre a área de estudo (subseção 2.3).

2.1 Desenvolvimento do Modelo Hidrológico de Previsão de Vazão

O estudo do comportamento hidrológico de uma bacia é feito por modelagem hidrológica, ou seja, cria-se um modelo que represente o ciclo hidrológico em bacias hidrográficas por meio de um sistema de equações e procedimentos compostos por variáveis e parâmetros (VESCOVI, 2011). Segundo JUSTINO *et al.* (2012), o ciclo hidrológico é composto de sete fases básicas, sendo: a precipitação, a interceptação, a evaporação, a evapotranspiração, a infiltração, o escoamento superficial e o escoamento subterrâneo. Logo, o tipo e o uso do solo, assim como a vegetação da localidade da bacia hidrográfica influenciam no comportamento da bacia e devem ser estudados durante as etapas da modelagem hidrológica. O processo de modelagem hidrológica é, geralmente, desenvolvido com o auxílio de um *software* que apresente sistema de informação geográfica (SIG). O SIG é uma tecnologia que permite a representação e a análise do espaço e dos fenômenos que nele ocorrem, sendo um sistema destinado ao armazenamento e à manipulação de dados referidos espacialmente (ROSA e BRITO, 1996), amplamente utilizado em estudos e modelagens de bacias hidrográficas (FAN e

COLLISCHONN, 2014; GONÇALVES *et al.*, 2015; LIMA *et al.*, 2016; MACEDO *et al.*, 2018; MORAIS e SALES, 2017).

Neste estudo, optou-se por utilizar o *software* de sistema de informação geográfica *Mapwindow* (MAPWINDOW, 2018), buscando atribuir valores mais próximos dos reais para os parâmetros utilizados no modelo, visto que o objetivo do SIG é possibilitar análises integradas a partir de georreferenciamento espacial. A escolha pelo *Mapwindow* foi consequência deste ser um *software* gratuito, tornando-o de fácil acesso, além da oportunidade de instalação dos *plugins* MGB e IPH-*HydroTools* desenvolvidos pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), que foram utilizados no processo de delimitação da bacia do rio Tocantins, que é a bacia hidrográfica de interesse nesse estudo, e modelagem hidrológica.

A seguir são apresentados os passos para o desenvolvimento do modelo hidrológico.

Passo 1

Inicialmente, foi necessário obter o modelo digital de elevação (MDE) da bacia hidrográfica em estudo, mostrado pela Figura 1. Esse MDE consiste em arquivos do tipo *raster* (que contêm a descrição de cada pixel, em oposição aos gráficos vetoriais), os quais retratam a morfologia do terreno para certa resolução espacial.

Esses arquivos tipo *raster* são de suma importância para os passos seguintes, visto que o escoamento de um curso d'água se orienta pela morfologia do terreno. Os arquivos tipo *raster* foram obtidos de forma gratuita pelo portal do CGIAR-CSI que utiliza imagens do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM) com resolução espacial de aproximadamente 90m (CGIAR - CONSORTIUM FOR SPATIAL INFORMATION, 2017). Há resoluções de mais alta qualidade, porém ressalta-se que na resolução adotada os arquivos estavam disponíveis de forma gratuita. As imagens obtidas para o modelo de elevação digital foram unidas com o uso do *plugin Shapefile Editor* do *software Mapwindow*, formando uma única imagem.

Figura 1 – Imagens em formato *raster* da região da bacia do Tocantins



Fonte: Adaptado de (SIEG - SISTEMA ESTADUAL DE GEOINFORMAÇÃO, 2017)

Visto que os arquivos *raster* disponíveis possuem tamanho padrão, é normal que seu MDE possua regiões que não contribuem para a sua bacia de estudo. Portanto, foi mapeada a área de interesse e, em seguida, essa área foi extraída do MDE inicial. A área de interesse foi demarcada com o auxílio do arquivo *shapefile* que delimita toda a bacia do rio Tocantins, obtido pelo portal SIEG (SIEG - SISTEMA ESTADUAL DE GEOINFORMAÇÃO, 2017). Com o auxílio da ferramenta *Stream Definition* do *software Mapwindow*, foi criada a rede de drenagem, pertencente à bacia do rio Tocantins, considerando todos os rios afluentes e o rio principal.

Passo 2

Sabe-se que nem toda a bacia do Tocantins influencia na vazão afluente no reservatório em estudo. Assim, foi definido o exutório da bacia. O exutório é o ponto de um curso d'água para onde converge todo o escoamento superficial anterior àquele ponto, gerando uma bacia hidrográfica delimitada por ele e banhada pelo escoamento superficial. As coordenadas do exutório definido para o reservatório são exatamente as coordenadas de latitude e longitude da

barragem. Com o auxílio da ferramenta *Segmentation Tools* do *plugin IPH-Hydrotools* instalado no *software Mapwindow*, foi possível seccionar a rede de drenagem criada anteriormente de forma a limitá-la a partir do exutório definido.

Passo 3

Em seguida, utilizou-se a ferramenta *Catchment Delineation* do *plugin IPH-Hydrotools* instalado no *software Mapwindow* para dividir a bacia hidrográfica em minibacias. O ganho atribuído a essa etapa é poder separar as regiões nas quais as características são diferenciadas. A própria ferramenta divide automaticamente a bacia conforme agrupamento de características; por exemplo: o relevo da região da bacia e a sua orientação de escoamento. Nessa etapa, a bacia hidrográfica da usina hidrelétrica (UHE) em estudo foi dividida em 317 minibacias.

Passo 4

Dando seguimento ao processo, foi obtido o mapa de unidades de resposta hidrológica (URH) disponibilizado pelo grupo de pesquisa de “Hidrologia de Grande Escala - HGE” da UFRGS (UFRGS - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, 2018). Esse mapa integra o tipo de solo, o uso do solo e a vegetação em todo o território brasileiro. Portanto, foi necessário extrair desse mapa apenas a bacia de interesse, rio Tocantins. Os passos foram repetidos iguais no processo de delimitação da bacia com a ferramenta *Shapefile Editor* do *plugin IPH-Hydrotools* instalado no *software Mapwindow*.

Passo 5

Nesta etapa foi realizada a integração e o georreferenciamento da rede de drenagem com o mapa de unidade de resposta hidrológica, de forma que ambos tenham a mesma referência espacial. Utilizando o *plugin MGB* do *software Mapwindow*, criou-se um arquivo descritivo das principais características das minibacias. A partir dos dados das minibacias, pôde-se

concluir que 21,6% da bacia é composta por floresta em solo profundo, 16,4% é composta de campo em solo raso, 19,7% é composta de campo em solo profundo, 14,3% é composta por floresta em solo raso, 14,2% é composta de agricultura de solo profundo, 7,1% é composta por agricultura de solo raso, 4,0% é composta de várzeas e florestas inundáveis, menos de 0,1% é composta de áreas semi impermeáveis e 2,6% é composta por água. Ainda com base nos dados obtidos, conclui-se que a bacia é de pequena declividade, mantendo-se abaixo de 2%.

Passo 6

Diante da proporção de cada unidade hidrológica apresentada anteriormente, pode-se caracterizar como área rural a bacia de drenagem da UHE em estudo. Portanto, o coeficiente de escoamento superficial tabelado dessa bacia compreende-se entre 0 e 0,3 (COLLISCHONN e R., 2011). O coeficiente de escoamento superficial é conhecido também como coeficiente de *runoff* ou coeficiente de deflúvio. Pode ser estimado pela razão entre o volume total de escoamento superficial e o volume total precipitado ou por aproximações tabeladas conforme o tipo de superfície onde ocorre o escoamento (TOMAZ, 2002). Esse coeficiente representa o transporte de água na superfície da terra que ocorre quando a taxa de infiltração de água no solo é excedida (TUCCI, 2002).

Baseando-se em estudos realizados por TUCCI (2000), nos quais foram analisadas 12 bacias (alcançando um coeficiente de determinação $R^2=0,81$), pode-se utilizar a Equação (1) para estimar o valor do coeficiente de escoamento superficial.

$$c = 0,047 + 0,9AI \quad (1)$$

Onde c é o coeficiente adimensional de escoamento superficial que varia entre 0 e 1; e AI é a fração da área impermeável da bacia que também varia entre 0 e 1.

A partir de análise dos dados das 317 minibacias, o valor que corresponde à fração semi impermeável da bacia é igual a 0,0004 (valor adimensional obtido pelo *software*). Substituindo-se este valor na variável *AI* da Equação (1), obtêm-se um coeficiente de escoamento $c = 0,04736$. Esse coeficiente de escoamento é coerente com o valor esperado para a bacia, entre 0,0 e 0,3. Entretanto, não se tem uma análise da qualidade, da incerteza desse valor, o que seria pertinente visto a faixa de valores esperados (0,0 a 0,3) é relativamente alta. Esse valor de coeficiente de escoamento poderá ser validado e melhorado nos Passos 7 a 9 desta metodologia apresentada, cotejando-se os valores de vazão hídrica estimados com sua aplicação contra os valores observados. Ressalta-se que não foram encontrados na literatura estudos indicados como adequados à bacia do rio Tocantins.

Ainda em análise dos dados das minibacias, verifica-se pelas coordenadas dos centróides das minibacias que a de número 317 é onde se localiza o barramento da usina. Logo, a área de drenagem a montante dessa minibacia é o valor total da área de drenagem da bacia hidrográfica, sendo esta igual a 146.291,94 km².

Passo 7

Nesta etapa é estimada a vazão hídrica proveniente da precipitação. O método racional é um método indireto criado em 1851 por Mulvaney e usado por Emil Kuichling em 1889. Esse método estabelece uma relação entre a chuva e o escoamento superficial de forma a possibilitar a estimativa do máximo valor de vazão proveniente da precipitação (TOMAZ, 2002). A equação que expressa o método racional é a Equação (2).

$$Q_{max} = (c \times i \times A) / 3,6 \quad (2)$$

Onde Q_{max} é a vazão máxima estimada em m³/s; c é o coeficiente adimensional de escoamento; i é a intensidade média da chuva em mm/h; e A é a área da bacia em km².

O método racional considera que toda a bacia contribui com o escoamento superficial, que toda chuva é distribuída uniformemente sobre toda a área da bacia e que todas as perdas estão incorporadas ao coeficiente de escoamento superficial (TOMAZ, 2002). Essas considerações limitam a assertividade do método. Por outro lado, elas facilitam seu desenvolvimento.

Aplicando os valores já determinados para a bacia do Rio Tocantins na Equação (2), tem-se que:

$$Q_{max} = (0,04736 \times i \times 146.291,94) / 3,6 \quad (3)$$

Durante testes de validação do coeficiente de escoamento estimado pela Equação (1), resultando em $c=0,04736$, percebeu-se que as vazões calculadas estavam acima das vazões observadas. Assim, o coeficiente de escoamento foi ajustado para $c=0,015$, alcançando resultados mais satisfatórios e atendendo ainda ao intervalo proposto pela literatura. Portanto, a equação de estimativa da máxima vazão da bacia do Rio Tocantins proveniente da chuva é demonstrada pela Equação (4).

$$Q_{max} = (0,015 \times i \times 146.291,94) / 3,6 \quad (4)$$

Como apresentado anteriormente, as bacias hidrográficas apresentam características muito individuais sendo difícil modelá-las por uma única equação. Visto que o valor do coeficiente de escoamento proveniente da Equação (1) proposta por TUCCI (2000) não alcançou resultados favoráveis, infere-se que a bacia do rio Tocantins não apresenta unidades de respostas hidrológicas semelhante às bacias por ele estudadas. Por isso é de suma importância realizar ajustes no valor do coeficiente para melhor se adequar ao comportamento da bacia.

Passo 8

É sabido que o método racional estima a máxima vazão proveniente da precipitação. Ou seja, este método não considera a vazão atual do rio, considera apenas o máximo acréscimo que essa vazão terá devido à presença de chuva na região. Logo, estima-se que o modelo hidrológico que a considere tenha também que considerar uma vazão média já existente no curso d'água e que, somente quando somada ao valor da vazão proveniente da precipitação chegue a um valor médio final de vazão afluente. Portanto, formulou-se uma equação que relacionasse a vazão do dia anterior com a diferença de vazão nos últimos dois dias, somados à vazão média proveniente da chuva, refletindo assim a tendência de variação (aumento ou diminuição) da vazão dos últimos dois dias na estimativa da vazão atual. Sabe-se que a Equação (4) estima a máxima vazão proveniente da chuva, portanto para estimar a vazão média por meio dessa equação considera-se apenas metade do valor proveniente dela, visto que a vazão mínima ocorre quando não há presença de chuva, ou seja, para $i=0$. Assim, obteve-se a Equação (5).

$$Q_t = Q_{t-1} - |Q_{t-2} - Q_{t-1}|/2 + (0,015 \times i \times 146.291,94) / 7,2 \quad (5)$$

Passo 9

Para validação do modelo hidrológico, foram utilizados dados hidrológicos de vazão afluente da usina em estudo e a previsão pluviométrica realizada pela média entre os valores fornecidos pelos portais SOMAR Meteorologia (SOMAR METEOROLOGIA, 2018), ClimaTempo (CLIMATEMPO, 2018), Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos / Instituto Nacional de Pesquisa – CPTEC – INPE (CPTEC/INPE, 2018) e Instituto Nacional de Meteorologia – Inmet (INMET, 2018). A Equação (5) foi avaliada com $c=0,04736$ (conforme propõe literatura) e com $c=0,015$ (conforme ajuste proposto neste trabalho). No primeiro caso o desvio médio calculado foi de 392,61 m³/s, enquanto no segundo caso o desvio médio foi de 25,85 m³/s, ou seja, quando $c=0,015$ os resultados são cerca de 93% mais assertivos. A Tabela 1 apresenta os valores de vazão

observados, a vazão estimada empregando-se o coeficiente de escoamento obtido pelo método de Tucci ($c=0,04736$), e a vazão estimada empregando-se o coeficiente ajustado ($c=0,015$). Nota-se que os erros de previsão de vazão aplicando-se o coeficiente ajustado são muito inferiores aos erros de previsão obtidos empregando-se o coeficiente pelo método de Tucci. O valor de vazão observada utilizado para comparação é o valor real da série histórica e os dados de previsão pluviométrica são provenientes da média entre os valores fornecidos pelos sites meteorológicos citados acima.

Tabela 1 - Valores de vazão observados e estimados empregando-se o coeficiente de escoamento obtido pelo método de Tucci ($c=0,04736$) e o coeficiente ajustado ($c=0,015$)

Dia	Vazão observada (m ³ /s)	Previsão Pluviométrica (mm/h)	Vazão estimada para $c=0,04736$ (m ³ /s) / Erro (%)	Vazão estimada para $c=0,015$ (m ³ /s) / Erro (%)
10/12/2016	863	-	-	-
11/12/2016	724	-	-	-
12/12/2016	935	6	1136 (+21,5%)	807 (-13,7%)
13/12/2016	700	17	2193 (+213,3%)	1261 (+80,1%)
14/12/2016	1623	25	2587 (+59,4%)	1217 (-25,0%)
15/12/2016	1748	13	2204 (+26,1%)	1492 (-14,6%)
16/12/2016	1545	4	2006 (+29,8%)	1787 (+15,7%)
17/12/2016	1173	5	1844 (+57,2%)	1570 (+33,8%)
18/12/2016	867	0	987 (+13,8%)	987 (+13,8%)
19/12/2016	936	1	794 (-15,2%)	739 (-21,0%)
20/12/2016	1461	7	1463 (+0,1%)	1079 (-26,1%)
21/12/2016	1118	5	1599 (+43,0%)	1325 (+18,5%)
22/12/2016	1110	0	946 (-14,8%)	946 (-14,8%)
23/12/2016	823	2	1266 (+53,8%)	1157 (+40,6%)
24/12/2016	722	2	840 (+16,3%)	730 (+1,1%)

Fonte: Autores, (2019)

Calculando o coeficiente de determinação para a Equação (5) utilizando $c=0,015$, obteve-se um $R^2=0,86$ enquanto utilizando $c=0,04736$ obteve-se um $R^2=0,81$. A partir dos resultados alcançados propõe-se que para bacias hidrográficas de baixíssima área impermeável o fator independente da Equação (1) de TUCCI (2000) seja aproximadamente de 0,010 a 0,015.

2.2 Requisitos da Ferramenta de Otimização Computacional

O planejamento de operação da geração de energia elétrica é realizado conforme o Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Rede (BRASIL, 2017). Os

Procedimentos de Rede estabelecem, dentre outros elementos, os requisitos técnicos necessários para a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética. Segundo os Procedimentos de Rede, a unidade geradora deve encaminhar mensalmente ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a programação de geração diária referente ao mês inteiro. É permitido, semanalmente, rever a programação de geração. Para que isso seja possível, os agentes de geração devem encaminhar as alterações ao ONS até às 11h00min do dia que antecede a elaboração da revisão. Tratando-se de finais de semana, os agentes devem enviar as alterações previstas até as 11h00min da sexta-feira, sendo estas alterações referentes ao sábado, domingo e segunda-feira. Portanto, é necessário prever alterações com até 3 dias de antecedência. Sabe-se, também, que a eficiência da previsão em curto prazo é maior se comparada a de médio prazo, por isso é comum que as alterações da programação ocorram diariamente, respeitando os limites de antecedência.

Diante da rotina dos agentes de geração quanto ao planejamento da operação e considerando o seu pior caso, decidiu-se criar um simulador computacional de otimização que considerasse um horizonte de até 4 dias de antecedência na programação da geração, partindo do princípio que a geração diária seguiria os moldes de uma programação *flat* (constante). A escolha por uma programação *flat* é justificada por não haver alterações tão repentinas nas vazões afluentes de tal forma que seja necessário partir máquinas para turbinar a vazão (ou seja, aproveitá-la para gerar energia elétrica). Desde que as unidades geradoras não estejam todas operando em suas potências nominais, dificilmente será necessário partir ou parar máquinas para atender um aumento na potência a ser gerada. Outra consideração feita para o início do desenvolvimento do simulador foi estabelecer a condição de que todas as unidades geradoras da usina possuam as mesmas características, o que é comum nos aproveitamentos hidrelétricos. Na prática, há vários critérios adotados no planejamento da operação. O simulador proposto por este estudo compara dois critérios: o de minimização das perdas no sistema de geração e o de minimização de paradas e partidas, as quais influenciam na vida útil das

unidades geradoras. Partindo de ambos os critérios, é necessário orçar o custo das perdas e das paradas e partidas. Será utilizado para fins de exemplificação nesse estudo a tarifa média da energia elétrica para as usinas hidrelétricas para o ciclo tarifário 2018/2019 de R\$ 101,18/MWh (ANEEL, 2018) para o cálculo da estimativa do custo das perdas técnicas no sistema de geração. Já para o custo de cada parada e partida, será adotado o valor de custo médio igual a US\$ 3/MW, considerando a potência nominal da máquina turbina-gerador na unidade MW. Segundo NILSSON e SJELVGREN (1997), este valor considerado como custo de parada/partida leva em conta a degradação dos isolamentos dos enrolamentos dos geradores diante da variação de temperatura, desgastes mecânicos que aumentam a frequência dos serviços de manutenção e até mesmo as falhas de equipamentos de controle durante as partidas que ao impossibilitá-las gera custos associados ao conserto da falha e quanto a energia que deixou de gerar.

Conhecendo as necessidades que um planejamento operacional deve atender, buscou-se por um tipo de programação que possibilitasse a solução de problemas que envolvessem decisões sequenciais e inter-relacionadas no tempo. Diante da técnica adotada pela programação dinâmica em dividir o problema em problemas menores, chamados de estágios, identificou-se tal técnica como um facilitador de soluções (ENCINA, 1999). Portanto, a programação dinâmica foi a escolhida para o desenvolvimento do simulador de otimização, sendo implementada no *software MATLAB® R2012*.

O princípio da programação dinâmica baseia-se na divisão do problema em “estágios” de problemas menores. Para cada estágio, há diversos pontos de partida para se alcançar a solução. Cada possibilidade de partida é denominada “estado”. Portanto, a quantidade de estados de um estágio define o número de análises que devem ser feitas para cada estágio. A eficiência desse tipo de programação está em identificar caminhos ótimos em uma rede de estados. A identificação é feita por meio de análises recursivas na rede (NAPIERALA, 1999). Essas redes de relação entre estados de múltiplos estágios são denominadas grafos.

Aplicando a programação dinâmica ao cenário do planejamento da operação de geração de energia, os estágios representam o horizonte de programação, os estados representam as unidades geradoras e as arestas representam os custos das alterações de um estado para outro, podendo esses custos serem referenciados às paradas e partidas ou às perdas na geração. Portanto, o resultado da programação dinâmica deverá indicar qual é o caminho de menor custo a ser seguido partindo-se do estágio 1 até alcançar o último estágio.

São dados de entrada da ferramenta: o custo de cada partida e parada de máquina; o custo da energia perdida; a vazão afluente média no reservatório nos últimos dois dias; a previsão pluviométrica para o horizonte analisado; e o nível montante do reservatório. Os dados de saída fornecidos pela ferramenta são: o programa de geração que discretize a potência a ser gerada; a quantidade mínima e máxima de máquinas capaz de atender o programa de geração; o nível de água a jusante do reservatório; a queda líquida; a configuração de despacho que minimize as perdas; e a configuração de despacho que minimize as paradas/partidas.

2.3 Área de Estudo

Em âmbito federal, o Brasil é dividido em treze regiões hidrográficas. Dentre as treze regiões, a região hidrográfica Tocantins é de grande importância nacional devido ao seu alto potencial hidroenergético e pelo cultivo de grãos. Essa região abrange 11% do território brasileiro e situa-se em sua maior parte na região geopolítica Centro-Oeste.

A bacia do Tocantins está localizada na zona de clima tropical com temperatura média anual de 26°C. Entre os meses de outubro a março ocorre o período chuvoso e nos outros meses, o de estiagem. A média anual de precipitação na região hidrográfica do Tocantins é de 1.869mm alcançando a marca de 2.565mm na unidade hidrográfica do litoral do Pará. Já a média anual de evapotranspiração é de 1.365mm, ou seja, somente 30% a 40% do que foi

precipitado possivelmente se torna vazão. Quanto à vegetação, a região hidrográfica do Tocantins é coberta parte pela Floresta Amazônica e parte pelo Cerrado (SPR, 2003).

O reservatório analisado neste trabalho localiza-se na parte sul da bacia Tocantins. A escolha por esse aproveitamento hidrelétrico foi devido a sua importância perante o setor elétrico brasileiro e à oportunidade de uso de dados fornecidos pela empresa geradora que o opera. A Tabela 2 apresenta os dados técnicos do reservatório, desde as hidrológicas até as características dos equipamentos utilizados nesse aproveitamento hidrelétrico.

Tabela 2 - Dados técnicos do reservatório em estudo

Barramento	
Comprimento Total	2.034,43 m
Altura máxima	74 m
Cota de crista	215 m
Reservatório	
Nível da água (N.A) montante operacional normal	212,00 m
Nível da água (N.A) montante máximo	212,60 m
Nível da água (N.A) jusante máximo normal	187,20 m
Nível da água (N.A) jusante máximo excepcional	201,50 m
Área do nível da água normal	630 km ²
Volume do nível da água normal	5,19 bilhões de m ³
Vida útil prevista	100 anos
Energia firme ^A / Energia média anual	504 / 566 MW médios
Energia assegurada	526,6 MW médios
Extensão	170 km
Profundidade média	8 m
Dados Hidrometeorológicos	
Área de drenagem	184.219 km ²
Vazão média	2.532 m ³ /s
Vazão máxima registrada (24/02/80)	28.558 m ³ /s
Vazão mínima registrada (19/10/94)	263 m ³ /s
Vazão de enchente (TR: 10.000 anos)	49.870 m ³ /s
Vertedouro	
Número de vãos	14
Comportas	17 m x23,30 m
Vazão de desvio	26.160 m ³ /s
Vazão do projeto	49.870 m ³ /s
Desvio	Com 6 vãos rebaixados
Unidades Geradoras	
Potência nominal de unidade	180,5 MW
Vazão nominal de cada unidade	700 m ³ /s
Queda líquida	29 m
Rotação	100 rpm
Potência nominal da usina	902,5 MW
Quantidade de unidades / tipo	5 / Kaplan

Fonte: Adaptado de INVESTCO (2017)

^A - Energia média gerada no período crítico do sistema interligado nacional - SIN (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2004).

3 RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos com o modelo hidrológico (dados de vazão para obtenção da potência gerada pela usina) e com o modelo de otimização (onde foram obtidas as condições operacionais que minimizam os valores de perdas e custos de paradas/partidas).

Dados reais observados no reservatório foram aplicados como entrada para o simulador computacional de otimização desenvolvido neste trabalho. Foi utilizada a previsão pluviométrica estimada pelo detentor do reservatório por meio da média das previsões fornecidas pelos portais meteorológicos citados na seção 2, entre os dias 24/01/2017 e 27/01/2017. Adicionalmente, foram consideradas as condições hidrológicas reais dos dias 22/01/2017 e 23/01/2017 para possibilitar a simulação dos próximos 4 dias seguintes. No dia 22/01/2017 a vazão afluente média foi igual a 1.444m³/s e no dia 23/01/2017, igual a 1.122m³/s.

Utilizando o modelo matemático apresentado pela Equação (5) estimam-se as vazões afluentes, apresentadas na Tabela 3. Nessa mesma tabela é feita uma comparação entre a vazão afluente observada naqueles dias e a vazão afluente estimada pelo modelo, sendo verificada uma tendência de subestimação dos valores.

Tabela 3 - Vazão afluente média estimada e observada

Dia	Vazão afluente média observada (m³/s)	Vazão afluente média prevista (m³/s)	Desvio (%)
24/01/17	1122	1050	-6,4
25/01/17	1267	1090	-14,0
26/01/17	1333	1146	-14,0
27/01/17	1231	1245	1,1

Fonte: Autores, (2019)

Diante da vazão afluente média estimada, foi estimada a potência gerada referente a cada dia do horizonte considerado - Tabela 4, bem como a quantidade mínima e máxima de máquinas (turbogeradores) para atender a programação. Destaca-se que a quantidade mínima e máxima de máquinas necessárias pode variar conforme a potência nominal de cada uma e potência a

ser gerada. No presente estudo de caso, cada unidade geradora possui potência nominal de 180,5 MW, e a usina possui 5 unidades geradoras. Desta forma, para gerar 380,2 MW (considerando o dia 25/01/17 como exemplo), são necessárias no mínimo 3 máquinas operando ($380,2 \text{ MW} / 3 \text{ máquinas} \cong 126,7 \text{ MW}$, inferior a capacidade de cada máquina), e no máximo todas as unidades geradoras (5 máquinas) operando ($380,2 \text{ MW} / 5 \text{ máquinas} \cong 76,0 \text{ MW}$).

Tabela 4 - Programa de geração previsto pelo simulador e quantidade mínima e máxima de máquinas para atender a programação

Horizonte	Potência Gerada (MW)	Quantidade Mínima de Máquinas	Quantidade Máxima de Máquinas
1º dia – 24/01/17	361,0	2	5
2º dia – 25/01/17	380,2	3	5
3º dia – 26/01/17	400,4	3	5
4º dia – 27/01/17	432,5	3	5

Fonte: Autores, (2019)

Por meio da Tabela 5 observa-se que há três diferentes configurações de operação (ou seja, três diferentes quantidades de máquinas operando) que atendem à demanda com custo zero referente às paradas/partidas, uma vez que a quantidade de máquinas em operação não se altera ao longo do período analisado. Já por meio da Tabela 6 é possível observar a quantidade de máquinas em operação que minimiza os custos com perdas.

Tabela 5 - Configuração de máquinas que minimiza custo parada/partida

Horizonte	Quantidade de máquinas em operação – opção 1	Quantidade de máquinas em operação – opção 2	Quantidade de máquinas em operação – opção 3
1º dia – 24/01/2017	3	4	5
2º dia – 25/01/2017	3	4	5
3º dia – 26/01/2017	3	4	5
4º dia – 27/01/2017	3	4	5

Fonte: Autores, (2019)

Tabela 6 - Configuração de máquinas que minimiza custo de perdas

Horizonte	Quantidade de máquinas em operação
1º dia – 24/01/17	2
2º dia – 25/01/17	3
3º dia – 26/01/17	3
4º dia – 27/01/17	3

Fonte: Autores, (2019)

A partir dos resultados anteriores, é possível verificar que nenhuma opção que reduz o custo parada/partida reduz simultaneamente o custo com as perdas no processo de geração, uma vez que a configuração de operação mostrada na Tabela 6 não corresponde a nenhuma das opções de configuração de operação mostradas na Tabela 5.

São apresentados na Tabela 7 os custos totais para as opções de operação sem parada/partida de máquinas e na Tabela 8 os custos totais para a opção de operação que minimiza as perdas de energia, mostrada na Tabela 6.

Tabela 7 - Custos operacionais minimizando as paradas/partidas

Opções	Custo parada/partida	Custo com perdas (função da quantidade de máquinas em operação)	Custo total
1	R\$ 0	R\$ 9.632	R\$ 9.632
2	R\$ 0	R\$ 13.022	R\$ 13.022
3	R\$ 0	R\$ 15.460	R\$ 15.460

Fonte: Autores, (2019)

Tabela 8 - Custos operacionais minimizando as perdas

Custo parada/partida ^B	Custo com perdas técnicas ^C	Custo total
R\$ 2.193	R\$ 9.541	R\$ 11.220

Fonte: Autores, (2019)

^B – Utilizada cotação do dólar de setembro/2018 (R\$ 4,05/US\$).

^C – Valor obtido pela soma dos custos com perdas técnicas em cada dia, considerando a opção de operação contida na Tabela 6.

Analisando os dados de entrada e saída do modelo de otimização proposto, conclui-se que a variação entre as vazões afluentes de dias consecutivos (inferior a 10%) não foi suficiente para uma abrupta mudança nos valores estimados de potência gerada. A pequena variação nos resultados apurados durante os dias analisados é esperada, visto que o reservatório da usina é classificado como uma bacia de grande escala e, portanto, com níveis mais constantes de operação. Essa constância nos resultados costuma ser contrariada em casos de usina a fio d'água, ou seja, aquelas sem reservatório. Analisando as 4 diferentes configurações de operação apresentadas pelo simulador, conclui-se que a escolha por manter 3 máquinas constantemente em operação durante os 4 dias de horizonte considerados é a mais viável

economicamente. Essa escolha é, no mínimo, 15% mais barata do que qualquer outra configuração de operação proposta.

Um ponto relevante da análise dos dados provenientes da Tabela 7 e da Tabela 8 é perceber que ao reduzir o custo de parada/partida é possível atender a demanda com a mesma quantidade de máquinas em operação para todos os horizontes totalizando um custo zero de parada/partida enquanto ao minimizar as perdas, por mínimo que seja seu custo, não será nulo. Portanto, infere-se que devido à perda por nível jusante ser uma curva sempre crescente, o custo de perdas nunca será nulo, diferentemente do custo parada/partida que pode atingir um custo zero.

4 CONCLUSÃO

Durante os estudos realizados neste trabalho, reforçou-se a importância do conhecimento do comportamento hidrológico da bacia onde localiza-se o reservatório em estudo para fins de planejamento de operação de usinas hidrelétricas. A forma como a bacia hidrográfica responde diante as sazonalidades de períodos secos e chuvosos, assim como quanto do que foi precipitado interfere diretamente no curso de um rio, são conhecimentos relevantes para se alcançar um bom planejamento de operação.

Entender e considerar que o tipo de solo, a forma como ele é utilizado e a vegetação existente em sua superfície permite inferir que o comportamento de uma bacia hidrográfica pode variar ao longo de anos, uma vez que são fatores dependentes do tempo e da ação antrópica. Em consequência, o planejamento da operação de reservatórios não obedece a uma função constante e tampouco linear, exigindo assim estudos que possibilitem identificar a melhor configuração de máquinas para atender a demanda, visto que as características de uma turbina variam conforme a vazão afluente.

Considerando que as muitas variações do rendimento da turbina, assim como da vazão afluente e da queda líquida do aproveitamento hidrelétrico influenciam no potencial hidrelétrico de uma turbina, torna-se imprescindível identificar o melhor ponto de operação do conjunto turbina-gerador para cada

situação vivenciada, de forma a reduzir prejuízos mecânicos e econômicos para o aproveitamento hidrelétrico.

Uma das muitas formas possíveis de facilitar esse processo de identificação é pela técnica utilizada na programação dinâmica. Dois importantes aspectos foram considerados para a implementação da identificação otimizada da melhor configuração de operação de usinas hidrelétricas: o custo parada/partida e o custo por perdas durante o processo de geração. As análises realizadas a partir dos resultados obtidos considerando esses dois pontos permitiram concluir que:

- as perdas durante o processo de geração provenientes da variação do nível jusante e do rendimento da turbina são significativas e merecem atenção, visto que muitas vezes essas perdas são ignoradas, não havendo nenhum estudo que orce seus custos;
- a configuração de operação que minimiza as perdas não minimiza a quantidade de partidas/paradas de unidades geradoras, uma vez que a configuração de operação que minimiza as perdas técnicas não minimiza simultaneamente os custos de paradas/partidas.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2017

_____. Receita Anual de Geração para o ciclo 2018/2019. Brasília, 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >.

BRASIL. **Procedimentos de Rede - Módulo 7: Planejamento da operação energética - Submódulo 7.3: Programação mensal da operação energética, de 27 de Dezembro de 2017**. Brasília 2017.

CGIAR - CONSORTIUM FOR SPATIAL INFORMATION. SRTM 90m Digital Elevation Data. 2017. Disponível em: < <http://srtm.csi.cgiar.org/> >. Acesso em: 10/10/2017.

CLIMATEMPO. Climatempo. 2018. Disponível em: < www.climatempo.com.br >.

COLLISCHONN, W.; R., T. **Introduzindo Hidrologia**. Porto Alegre: Editora UFRGS, 2011.

CPTEC/INPE. CPTEC/INPE. 2018. Disponível em: < www.cptec.inpe.br >.

DIAS, T. L.; CATALDI, M.; FERREIRA, V. H. Aplicação de técnicas de redes neurais e modelagem atmosférica para elaboração de previsões de vazão na Bacia do Rio Grande (MG). **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, v. 22, n. 1, p. 169-178, 2016. ISSN 1413-4152.

ENCINA, A. S. A. **Um modelo de otimização do despacho de maquinas em usinas hidreletricas**. 1999. 88 (Mestrado em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia de Sistemas, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

FAN, F. M.; COLLISCHONN, W. Integração do Modelo MGB-IPH com Sistema de Informação Geográfica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 19, n. 1, p. 243-254, 2014. ISSN 2318-0331.

GONÇALVES, E. D. et al. Aplicação do Sistema de Informação Geográfica na Microbacia dos Lagos Bolonha e Água Preta (PA). **Boletim Técnico Científico do Cepnor / Tropical Journal of Fisheries and Aquatic Sciences**, v. 15, n. 1, p. 43-50, 2015. ISSN 1676-5664.

INMET. INMET. 2018. Disponível em: < www.inmet.gov.br >.

INVESTCO. **INVESTCO**. 2017

JUSTINO, E. A.; PAULA, H. M.; PAIVA, E. C. R. ANÁLISE DO EFEITO DA IMPERMEABILIZAÇÃO DOS SOLOS URBANOS NA DRENAGEM DE ÁGUA PLUVIAL DO MUNICÍPIO DE UBERLÂNDIA-MG. **Espaço em Revista** v. 13, n. 2, 2012-02-07 2012. ISSN 1519-7816. Disponível em: < <https://www.revistas.ufg.br/espaco/article/view/16884> >.

LIMA, R. N. D. S. et al. Estudo da poluição pontual e difusa na bacia de contribuição do reservatório da usina hidrelétrica de Funil utilizando modelagem espacialmente distribuída em Sistema de Informação Geográfica. **Revista Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 21, n. 1, p. 139-150, 2016. ISSN 1413-4152.

MACEDO, R. R. et al. Sistema de Informação Geográfica (SIG) como Ferramenta de Gestão. Gestão de Passivos Ambientais Urbanos em Sub-Bacia do Lago Bolonha. **IX**

Colóquio Organizações, Desenvolvimento e Sustentabilidade-CODS e II Congresso Brasileiro de Gestão, 2018. p.441-456.

MAPWINDOW. MAPWINDOW. 2018. Disponível em: < www.mapwindow.org >.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 303, de 18 de Novembro de 2004**. Brasília 2004.

MORAIS, R. C. D. S.; SALES, M. C. L. Estimativa do Potencial Natural de Erosão dos Solos da Bacia Hidrográfica do Alto Gurguéia, Piauí-Brasil, com uso de Sistema de Informação Geográfica / Estimation of the Natural Soil Erosion Potential of the Upper Gurguéia Basin, Piauí-Brazil (...). **Caderno de Geografia**, v. 27, n. 1, p. 22, 2017-11-23 2017. ISSN 2318-2962. Disponível em: < <http://periodicos.pucminas.br/index.php/geografia/article/view/p.2318-2962.2017v27nesp1p84> >.

MOREIRA, I. A. **Modelagem hidrológica chuva-vazão com dados de radar e pluviômetros**. 2005. 81 (Mestrado em Engenharia Hidrológica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

NAPIERALA, H. **Manutenção de equipamentos com múltiplos componentes: um modelo de programação dinâmica**. 1999. 149 (Mestrado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

NILSSON, O.; SJELVGREN, D. Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 38-44, 1997. ISSN 0885-8950.

OHISHI, T. et al. Otimização do despacho das máquinas das usinas do rio Paranapanema. **Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – CITENEL - 2001**, 2001.

ROSA, R.; BRITO, J. L. S. **Introdução ao geoprocessamento: sistema de informação geográfica**. Uberlândia: UDUFU, 1996.

SIEG - SISTEMA ESTADUAL DE GEOINFORMAÇÃO. Mapas. 2017. Disponível em: < <http://www.sieg.go.gov.br/siegdownloads/> >. Acesso em: 10/10/2017.

SOMAR METEOROLOGIA. SOMAR Meteorologia. 2018. Disponível em: < www.somarmeteorologia.com.br >.

SPR. **Plano Nacional de Recursos Hídricos**. Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos. Brasília. 2003

TOMAZ, P. **Cálculos hidrológicos e hidráulicos para obras municipais**. São Paulo: Navegar, 2002.

TRAPP, G. S.; RODRIGUES, L. H. Avaliação do custo sistêmico total da geração de energia eólica em face da substituição das fontes hidrelétrica e termoelétrica considerando as externalidades socioeconômicas e ambientais. **Gestão & Produção**, v. 23, n. 3, p. 556-569, 2016. ISSN 0104-530X.

TUCCI, C. E. M. Coeficiente de Escoamento e Vazão Máxima de Bacias Urbanas. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 5, n. 1, p. 61-68, 2000. ISSN 2318-0331.

_____. **Hidrologia: ciência e aplicação**. 3ª Edição. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2002.

UFRGS - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL. Hidrologia em grande escala. 2018. Disponível em: < www.ufrgs.br/hge >.

VESCOVI, J. M. **Aplicação de dois modelos hidrológicos em uma pequena bacia rural do município de Joinville (SC)** 2011. 84 (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental). Engenharia Sanitária e Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Enviado em: 19 ago. 2019

Aceito em: 12 fev. 2020

Editor responsável: Mateus das Neves Gomes