



**A operação dos reservatórios
e o planejamento da operação
hidrotérmica do Sistema
Interligado Nacional**

Renato Carlos Zambon

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, cerca de 150 delas de médio e grande porte. Entre 2000 e 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, o restante complementado principalmente por usinas térmicas. Desde o final de 2012 até hoje, com seca severa atingindo as principais bacias do país, a participação das hidrelétricas caiu para uma média de 76% da geração, com um despacho muito acentuado das usinas térmicas e grande deplecionamento dos reservatórios. À luz do estado atual do sistema, este artigo discute o planejamento da operação, considerando reservatórios e usinas individualizadas, a evolução da capacidade instalada e de armazenamento, a não estacionariedade das séries históricas de vazões afluentes, as restrições operativas associadas a usos múltiplos da água e os cenários no horizonte de quatro anos.

Palavras-chave: recursos hídricos; usinas hidrelétricas; operação de reservatórios.

ABSTRACT

The Brazilian electric system is a large-scale hydrothermal system, mostly supplied by hydropower plants, about 150 of which are medium and large sized ones. From 2000 to 2012, an average of 91% of Brazilian effective electric generation was provided by hydropower plants. Additionally supply was provided mostly by thermal generation. From late 2012 until now, as we have experienced a severe drought over the major watersheds in the country, only 76% of demand has been supplied by hydropower, requiring intense thermal dispatch, while reservoir storages have been drawn down. In the light of the current state, this paper discusses the planning and operation of the system considering individual hydropower plants and reservoirs, the evolution of installed and storage capacities, non-stationary inflows, constraints associated with multiple uses of water and scenarios on the horizon in a four-year period.

Keywords: water resources; hydropower; reservoir operation.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2015). Apenas 1,7% da capacidade de produção de eletricidade do país se encontra fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. De acordo com o Banco de Informações de Geração publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2015), entre 3.785 empreendimentos e 144 GW de capacidade máxima instalada, incluindo os diversos tipos de fontes geradoras, 1.170 são usinas hidrelétricas, das quais cerca de 150 são de médio e grande porte.

O gráfico na Figura 1, elaborado a partir de dados do histórico da operação (ONS, 2015), resume a composição da geração média mensal no SIN de janeiro de 2000 até março de 2015, incluindo o racionamento de 2001 e os indicadores percentuais de energia armazenada no sistema (% EAR) e da produção hidrelétrica (% Hidr.). Por 13 anos, de 2000 a 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, o restante complementado pelas usinas térmicas e outras fontes.

O armazenamento varia mês a mês em função das vazões afluentes e da operação dos reservatórios no sistema. O armazenamento máximo nas

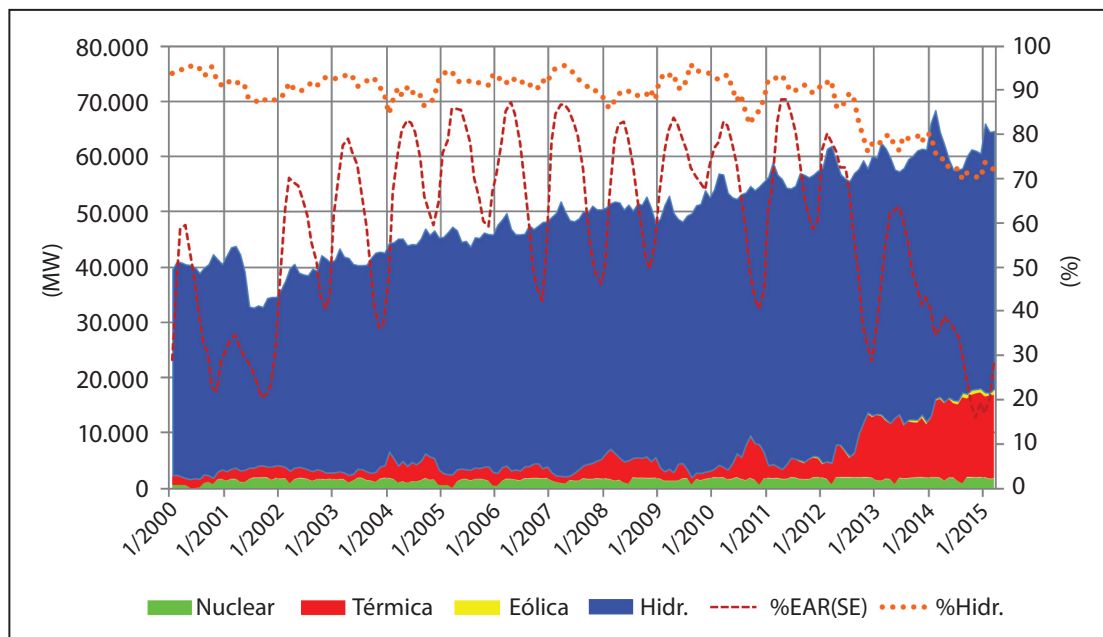
regiões Sudeste e Centro-Oeste, que corresponde a quase 70% da capacidade total de armazenamento no país, geralmente é observado no final dos meses de março ou abril (em média 81% no período de 2002 a 2012) e o mínimo, no final dos meses de outubro ou novembro (em média 46% no período de 2002 a 2012). Em função da operação do sistema interligado, as regiões Norte e Nordeste tendem a acompanhar sazonalidade de armazenamento semelhante à das regiões Sudeste e Centro-Oeste. A Região Sul tem variabilidade bem maior, entretanto representa apenas 7% da capacidade total de armazenamento no SIN. No final de 2012 e início de 2013, o armazenamento médio no sistema ficou muito baixo, praticamente o mesmo que resultou no racionamento de 2001. Porém, com capacidade térmica complementar maior, o despacho térmico bateu recordes, reduzindo, mesmo nos períodos de maiores aflúências nas principais bacias do sistema, a participação

Este trabalho discute temas que têm sido estudados há mais de dez anos por um grupo de pesquisa em análise de sistemas de recursos hídricos que inclui, além do autor, os professores Mario Thadeu Leme de Barros (PHA/EP/USP); Paulo Sergio Franco Barbosa, Alberto Luiz Francato e João Eduardo Gonçalves Lopes (DRH/FEC/Unicamp); William W-G Yeh (CEE/Ucla) e vários outros pesquisadores. As pesquisas foram apoiadas através de projetos patrocinados por agências de fomento (Fapesp, CNPq, NSF) e empresas do setor (Cesp, CPFL, Cemig e outras).

RENATO CARLOS ZAMBON é professor do Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental (PHA) da Escola Politécnica da USP.

FIGURA 1

GERAÇÃO DE ENERGIA NO SIN DE JANEIRO DE 2000 A MARÇO DE 2015



hidrelétrica na geração do intervalo usual, de 85% a 95%, para menos de 80%. O despacho elevado das térmicas permaneceu em 2013, 2014 e 2015, com redução ainda maior no armazenamento, e foi reduzida a participação hidrelétrica na geração para a média de 76% no período.

As decisões de planejamento da operação do sistema definem o armazenamento nos reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas, o despacho das usinas termelétricas e os intercâmbios de energia entre as diferentes regiões do país, e estão condicionadas pelas previsões de expansão do sistema e de crescimento da demanda. As térmicas são despachadas em ordem crescente de custos, de maneira a minimizar o custo total de operação do sistema. Até o primeiro semestre de 2012, o custo marginal da operação esteve abaixo de R\$ 100/MWh a maior parte do tempo. Nos últimos dois anos e meio, com o despacho contínuo de praticamente toda a capacidade térmica instalada, o custo marginal da operação saltou para mais de R\$ 1.000/MWh, situação que tende a permanecer no mínimo até o final de 2015. O custo da geração térmica adicional no período já ultrapassa dezenas de bilhões de reais.

Considerando o estado atual do sistema, este artigo discute alguns aspectos específicos relacionados com a operação dos reservatórios no planejamento da operação: a otimização da operação considerando usinas individualizadas, a evolução histórica da capacidade instalada e de armazenamento e a tendência para os próximos anos, a não estacionariedade das séries históricas de vazões afluentes, as restrições operativas associadas a usos múltiplos da água, a seca nos últimos dois anos e os cenários no horizonte de quatro anos.

A OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO E AS USINAS INDIVIDUALIZADAS

No planejamento da operação do sistema procura-se maximizar a utilização da geração hidrelétrica e assim reduzir os custos com a complementação térmica, a queima de combustíveis fósseis e a emissão de poluentes. É uma tarefa extremamente complexa, pois, além da grande quantidade de usinas envolvidas, trata, com a aleatoriedade das vazões afluentes, as demandas futuras, a disponibilidade e preço de combustíveis, a expansão do sistema, as restrições quanto ao armazenamento

nos reservatórios, as vazões a jusante, os volumes de espera para controle de cheias, os limites de intercâmbio na transmissão, os riscos de racionamento e diversos outros aspectos.

Vários modelos de simulação e de otimização têm sido desenvolvidos nos últimos anos buscando tratar desse problema, bem como outros ligados à análise de sistemas de recursos hídricos. O ONS utiliza modelos desenvolvidos com a técnica da programação dinâmica dual estocástica (PDDE) (Cepel, 2013) e representa o SIN como quatro subsistemas interligados. Todos os reservatórios dentro de cada subsistema são agregados em um único reservatório equivalente. Os volumes armazenados dos reservatórios são somados, multiplicados pela produtividade média de cada usina, calculada com nível montante correspondente a 65% do volume útil e nível médio no canal de fuga. Esse resultado é conhecido como energia armazenada (EAR). Essa simplificação é necessária na aplicação da PDDE para evitar a chamada “praga da dimensionalidade” da programação dinâmica. Uma desvantagem dessa simplificação é superestimar a produtividade das usinas justamente quando os reservatórios estão com níveis baixos, como ocorre atualmente no SIN. Nos últimos três anos, os reservatórios no subsistema Sudeste e Centro-Oeste mantiveram nível médio de apenas 43% do volume útil, e de 38% nos últimos dois anos.

O modelo Hidroterm (Zambon et al., 2012) foi desenvolvido para otimizar o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos considerando usinas hidrelétricas individualizadas, térmicas e outras fontes, intercâmbios, múltiplos usos da água e expansão do sistema, resolvido com programação não linear (PNL) e utilizando uma abordagem determinística. Uma nova versão estocástica do Hidroterm está em desenvolvimento.

Um aspecto importante na operação de reservatórios para geração de energia é a não linearidade nas relações entre importantes variáveis envolvidas no processo. Quando se considera a operação de um reservatório, a variação do volume em cada intervalo de tempo depende das vazões que entram e saem dele: vazões incrementais recebidas no trecho, turbinadas e vertidas de usinas imediatamente a montante, captação para atendimento de usos consuntivos, evaporação, vazões turbinadas e vertidas na própria usina. Existem restrições de volu-

mes mínimos e máximos, que podem ser variáveis sazonalmente para proteção ambiental e controle de cheias. A cota do nível d’água no reservatório é função do volume, e a área da superfície do lago necessária para o cálculo da evaporação é função da cota. As curvas cota \times área \times volume são normalmente representadas por polinômios de quarto grau. O nível no canal de fuga a jusante é função da soma das vazões turbinadas e vertidas na usina. A potência gerada é o resultado da produtividade específica da usina pela vazão turbinada e pela diferença entre o nível d’água no reservatório e o nível no canal de fuga, descontadas as perdas de carga. Tais relações, a maioria delas não lineares, são válidas em cada intervalo de tempo dentro do horizonte de planejamento, e para cada uma das cerca de 150 usinas do SIN. As variáveis de decisão correspondentes à parte hidrelétrica do sistema são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, a cada intervalo de tempo e, no caso de um modelo estocástico, a cada cenário considerado.

Tratar individualmente as usinas e reservatórios é importante, pois se consideram os aspectos topográficos, a hidrologia e características das turbinas para melhor aproveitar a distribuição do armazenamento entre eles, com ganho de produtividade no conjunto e minimização das perdas por vertimento. Além disso, os reservatórios e sua operação estão diretamente relacionados aos usos múltiplos da água, como o atendimento a diversos usos consuntivos, controle de cheias e proteção ambiental.

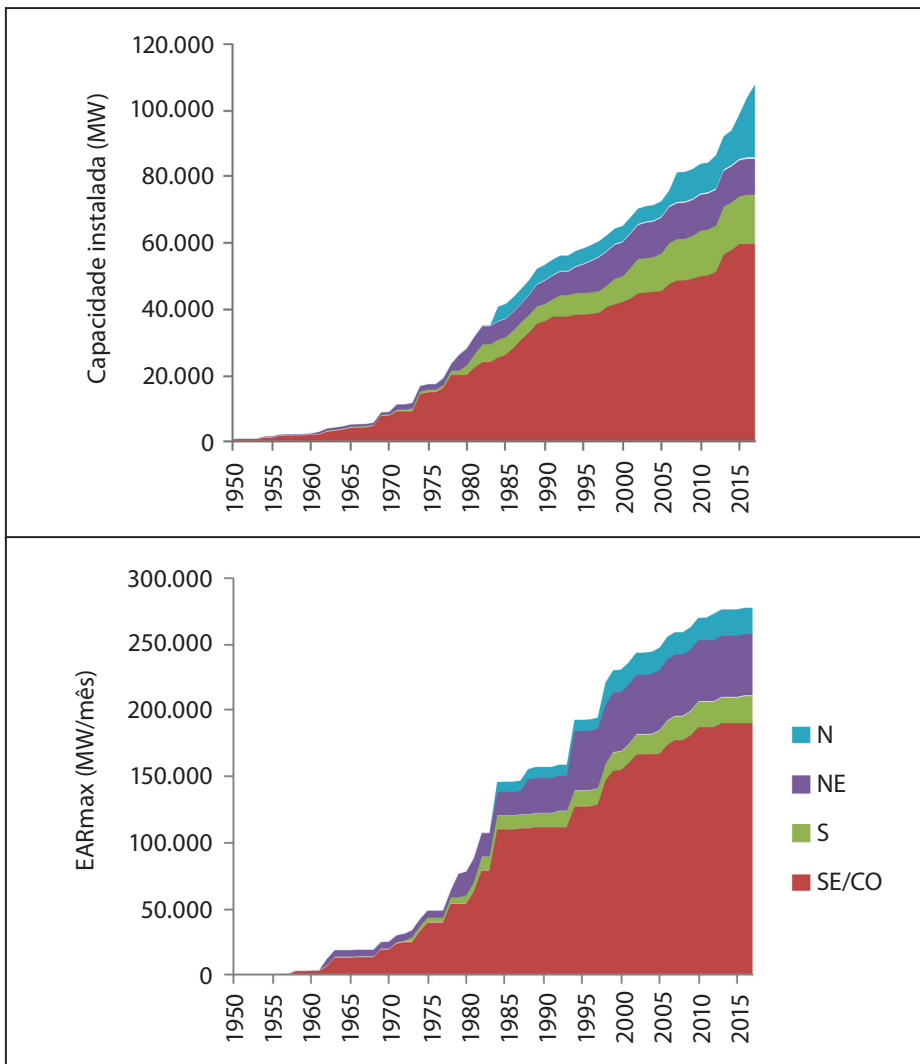
A EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E DE REGULARIZAÇÃO NO SIN

A Figura 2 mostra a evolução da capacidade hidrelétrica instalada e de armazenamento no SIN desde o início de 1950 até o final de 2017 (Falcetta et al., 2014).

Na capacidade instalada se observa um crescimento acentuado nas décadas de 1970 e 1980, uma desaceleração na década de 1990 e uma retomada nas décadas de 2000 e 2010. A ampliação da capacidade de armazenamento, porém, cresceu relativamente muito menos, principalmente nas

FIGURA 2

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE HIDRELÉTRICA INSTALADA E DE ARMAZENAMENTO NO SIN



Fonte; Falcetta et al., 2014

duas décadas finais do período considerado. Restrições ambientais, técnicas, sociais e econômicas têm tornado cada vez mais difícil a construção de reservatórios com grande capacidade de regularização. A maioria das usinas recentes e previstas na expansão é a fio d'água. Isso resulta numa capacidade relativa de regularização cada vez menor.

A tendência é decorrente de decisões políticas e pressões ambientais crescentes? Ou uma consequência natural da evolução do aproveitamento do potencial hidrelétrico que explora primeiro locais mais próximos dos centros de consumo, com características topográficas, geológicas, hidrológicas,

sociais e ambientais mais favoráveis, inclusive para a construção dos grandes reservatórios de regularização? De uma forma ou de outra, com grande capacidade de regularização o sistema podia operar com as térmicas gerando de maneira praticamente constante ao longo do ano, e a maior parte da variação sazonal tanto da demanda como das afluições era regularizada pelos reservatórios. A redução da capacidade relativa de regularização aumenta o efeito tanto da incerteza como da sazonalidade hidrológica na produção de energia, exigindo maior capacidade instalada do sistema complementar térmico.

NÃO ESTACIONARIEDADE DAS VAZÕES

Outro ponto de muito interesse no planejamento da operação do SIN são as séries de vazões afluentes. Muitas técnicas aplicadas nos projetos dos reservatórios e represas, bem como na sua operação, consideram efeitos de sazonalidade e aleatoriedade, porém seriam adequados apenas para processos estacionários. A não estacionariedade é evidente quando analisados os dados de vazões naturais médias mensais para diversas usinas do SIN, atualizados e publicados mensalmente pelo ONS. Também ocorrem variações regionais importantes, mostrando que as tendências não são uniformes no país. Uma precaução deve ser tomada na análise dos dados, pois não se trata de vazões medidas diretamente, e sim reconstituídas para tirar o efeito da operação dos reservatórios, de usos consuntivos como a irrigação, com preenchimento de períodos sem dados, atualização de curvas-chave, possíveis problemas na qualidade dos dados, evolução nas tecnologias e na rede de monitoramento hidrológico, etc. Causas para a não estacionariedade podem incluir variações climáticas, mas, mesmo sem nenhuma alteração nas características das chuvas, grandes diferenças podem ocorrer na hidrologia de uma bacia em função de mudanças no uso do solo. A substituição de florestas nativas por extensas áreas agrícolas, por exemplo, pode resultar em redução significativa da evapotranspiração e aumento do escoamento

superficial, mesmo sem nenhuma alteração nas precipitações. Onde o uso do solo é uma causa importante da não estacionariedade das vazões, a calibração de modelos chuva-vazão e o seu uso para reconstituir retroativamente uma série de vazões que seria compatível com as características atuais de uso da bacia podem ser uma alternativa para melhorar o tratamento dado ao problema.

A série de vazões naturais médias mensais em Itaipu, apresentada na Figura 3 junto com a média móvel das vazões de 12 meses e a linha tracejada de tendência, mostra um aumento significativo das vazões a partir da década de 1970. Em Tucuruí, no Norte do país, as vazões médias anuais mostram um comportamento estacionário, como apresentado na Figura 4. A Figura 5 mostra o caso de Sobradinho, na bacia do São Francisco, indicando uma tendência de queda nas vazões quando considerado todo o período de dados disponíveis. A análise com períodos diferenciados, porém, pode levar a conclusões diferentes, indicando que esse tema está bastante aberto a pesquisas e questionamentos.

RESTRIÇÕES OPERATIVAS:

VAZÕES MÍNIMAS E VOLUMES

DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS

Características físicas das usinas e reservatórios levam a uma série de restrições para a operação do sistema. Outros usos da água também são

FIGURA 3

HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS AFLUENTES A ITAIPU

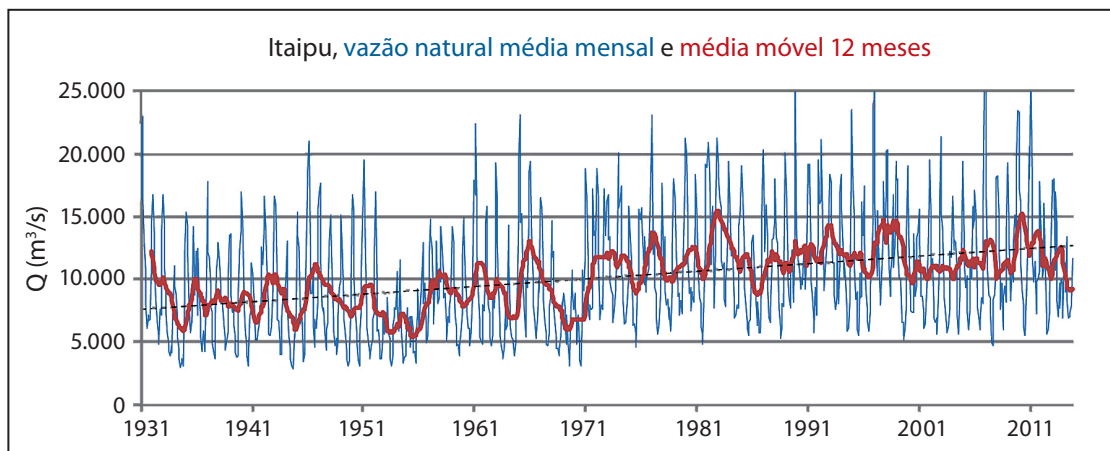


FIGURA 4

HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS AFLUENTES A TUCURUÍ

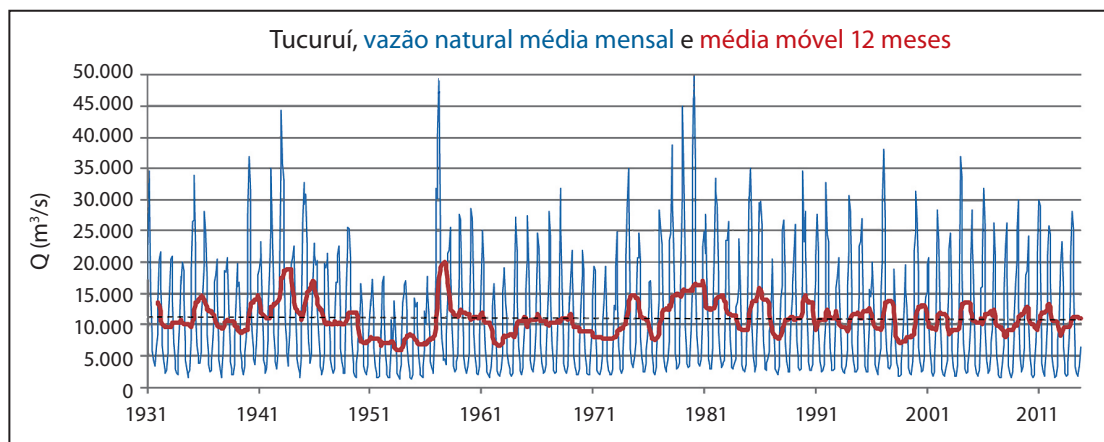
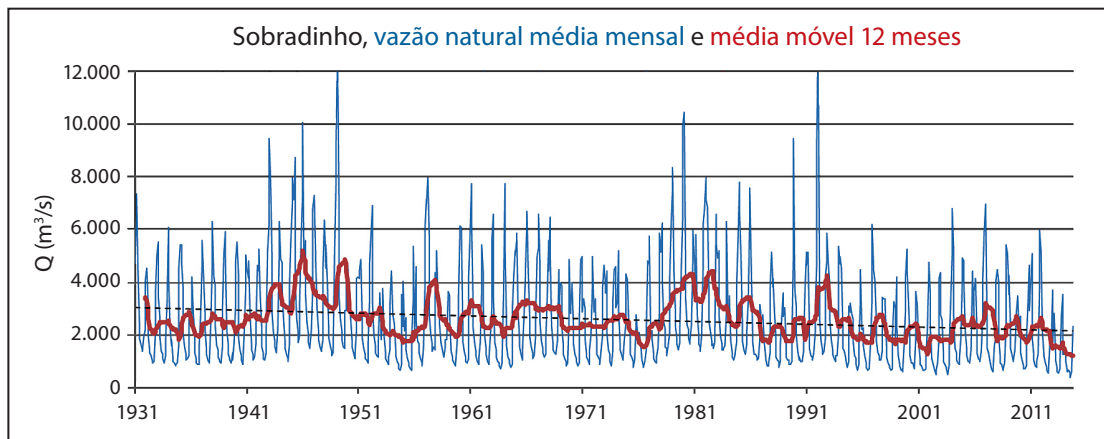


FIGURA 5

HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS AFLUENTES A SOBRADINHO



representados tradicionalmente como restrições para a operação das hidrelétricas (ONS, 2011). Vazões mínimas devem ser mantidas a jusante de aproveitamentos hidrelétricos para proteção ambiental e atendimento a usos consuntivos a jusante. Em muitos casos, na falta de melhor conhecimento sobre as necessidades e processos ambientais nas bacias, foi utilizado como critério a simples repetição como restrição das vazões mínimas observadas no histórico. Em outros, são impostas vazões muito maiores para manter uma vazão regularizada mínima muito superior às observadas no histórico. Sobradinho, por exemplo, exigia uma vazão mínima defluente de 1.300 m³/s, enquanto a mínima no histórico até 2012 era de 506 m³/s,

recorde batido em 2014 com 396 m³/s. Em alguns casos, valores diferenciados para diferentes períodos do ano começam a ser observados para atender a necessidades específicas, como os períodos de piracema. O mesmo ocorre para as vazões defluentes não turbinadas, que podem representar vazões remanescentes mínimas para trechos de vazão reduzida (TVR) de determinados aproveitamentos.

Volumes de espera são criados utilizando parte significativa do volume útil, principalmente entre os meses de outubro e março, em mais de duas dezenas de reservatórios do SIN (ONS, 2014). A proteção adequada contra cheias a jusante de reservatórios de usinas hidrelétricas é essencial, mas o superdimensionamento dos volumes de espera ou a

sua localização inadequada em sistemas com múltiplos reservatórios trazem prejuízos significativos no custo da operação, uso excessivo de combustíveis fósseis, e aumentam o risco de déficit tanto no suprimento de energia como em outros usos da água (Zambon et al., 2014).

A avaliação dos impactos e benefícios das restrições e de suas relações de troca entre diferentes usos da água pode ser feita quando se considera a modelação da operação individualizada dos reservatórios. O relaxamento e revisão das restrições quando seu atendimento não é possível, a substituição por penalidades na função objetivo ou a incorporação explícita na função objetivo, como proposto por Mendes et al. (2015) para o caso da irrigação no vale do São Francisco, são alternativas que merecem ser mais bem estudadas.

VAZÕES MÍNIMAS E A SECA

DE 2013 A 2015

A Tabela 1 mostra como foram batidos nos últimos dois anos os recordes de vazões mínimas

mensais históricas em 39 das cerca de 150 usinas de médio e grande porte do SIN. A seca histórica em boa parte do país pode ser uma oportunidade para rever a maneira como o sistema é operado, a segurança no suprimento e as suas relações com outros usos da água.

CENÁRIOS NO HORIZONTE

DE 2015 A 2019

As Figuras 6 e 7 apresentam os principais resultados da otimização da operação do SIN com o modelo Hidroterm, considerando o estado atual de armazenamento do sistema, suas características físicas, previsão de expansão da demanda, cronograma de expansão do sistema no horizonte de quatro anos a partir de abril de 2015 e dois cenários de vazões afluentes: 90% da MLT, correspondente a uma seca moderada para todo o período, e 70% da MLT, correspondente a uma seca forte, com intensidade semelhante à observada na primeira metade da década de 1950. As variáveis indicadas são os valores médios mensais da demanda (DE),

TABELA 1

VAZÕES MÍNIMAS MENSAIS NO HISTÓRICO PARA USINAS DO SIN

Cód.	Usina	Sist.	Qmin (m³/s) até 2012	Qmin (m³/s) Atual	%	Cód.	Usina	Sist.	Qmin (m³/s) até 2012	Qmin (m³/s) atual	%
1	CAMARGOS	1	34	22	65%	32	CACH. DOURADA	1	273	242	89%
2	ITUTINGA	1	34	22	65%	44	I. SOLT. EQV	1	1.538	1.403	91%
4	FUNIL-GRANDE	1	68	45	66%	120	JAGUARI	1	7	5	71%
6	FURNAS	1	204	95	47%	123	FUNIL	1	51	45	88%
7	M. DE MORAES	1	225	109	48%	129	SIMPLÍCIO	1	10	0	0%
8	ESTREITO	1	226	112	50%	130	ILHA POMBOS	1	104	99	95%
9	JAGUARA	1	227	113	50%	139	CANDONGA	1	43	38	88%
10	IGARAPAVA	1	229	117	51%	141	BAGUARI	1	163	116	71%
11	VOLTA GRANDE	1	235	125	53%	143	AIMORÉS	1	205	164	80%
12	P. COLÔMBIA	1	245	144	59%	144	MASCARENHAS	1	221	187	85%
17	MARIMBONDO	1	418	233	56%	148	IRAPÉ	1	8	6	75%
18	A. VERMELHA	1	484	348	72%	155	RETIRO BAIXO	1	25	10	40%
20	BATALHA	1	16	8	50%	156	TRÊS MARIAS	1	80	35	44%
21	SERRA FACÇÃO	1	27	13	48%	169	SOBRADINHO	3	506	396	78%
24	EMBORAÇÃO	1	73	47	64%	172	ITAPARICA	3	501	404	81%
25	NOVA PONTE	1	53	43	81%	176	COMP PAF-MOX	3	501	404	81%
26	MIRANDA	1	64	44	69%	178	XINGÓ	3	501	409	82%
27	CAPIM BRANCO1	1	65	44	68%	192	GUILMAN-AMOR	1	22	16	73%
28	CAPIM BRANCO2	1	68	44	65%	193	SÁ CARVALHO	1	24	18	75%
31	ITUMBIARA	1	261	220	84%						

FIGURA 6

RESULTADOS PARA O CENÁRIO DE AFLUÊNCIAS IGUAIS A 90% DA MLT

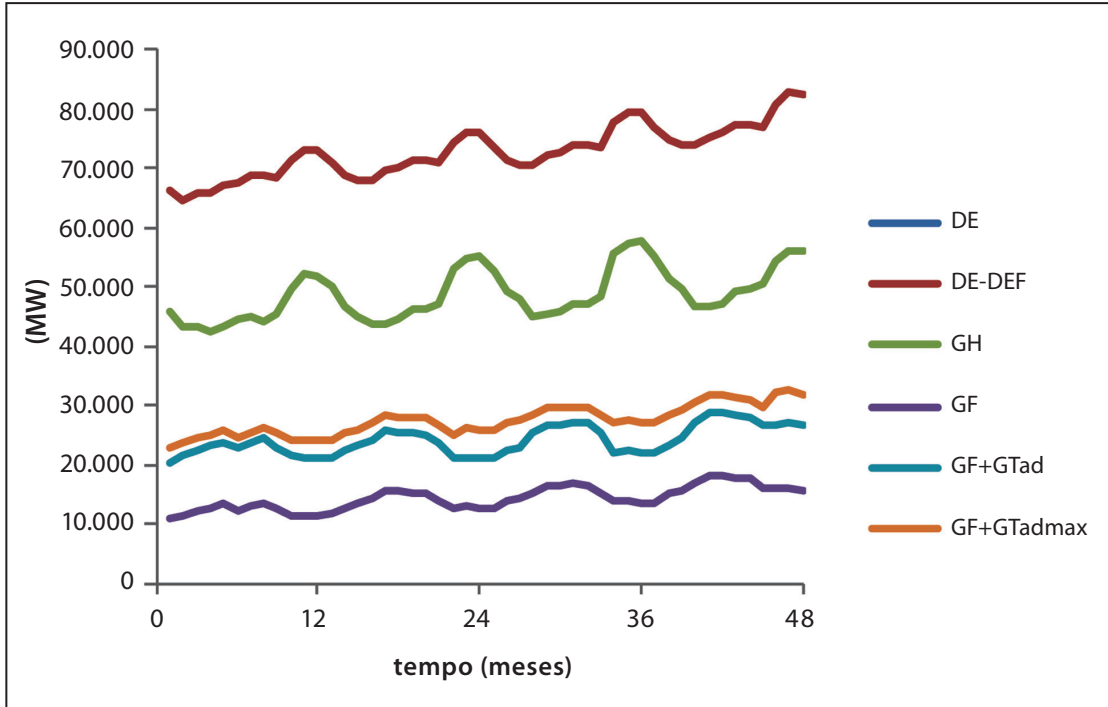
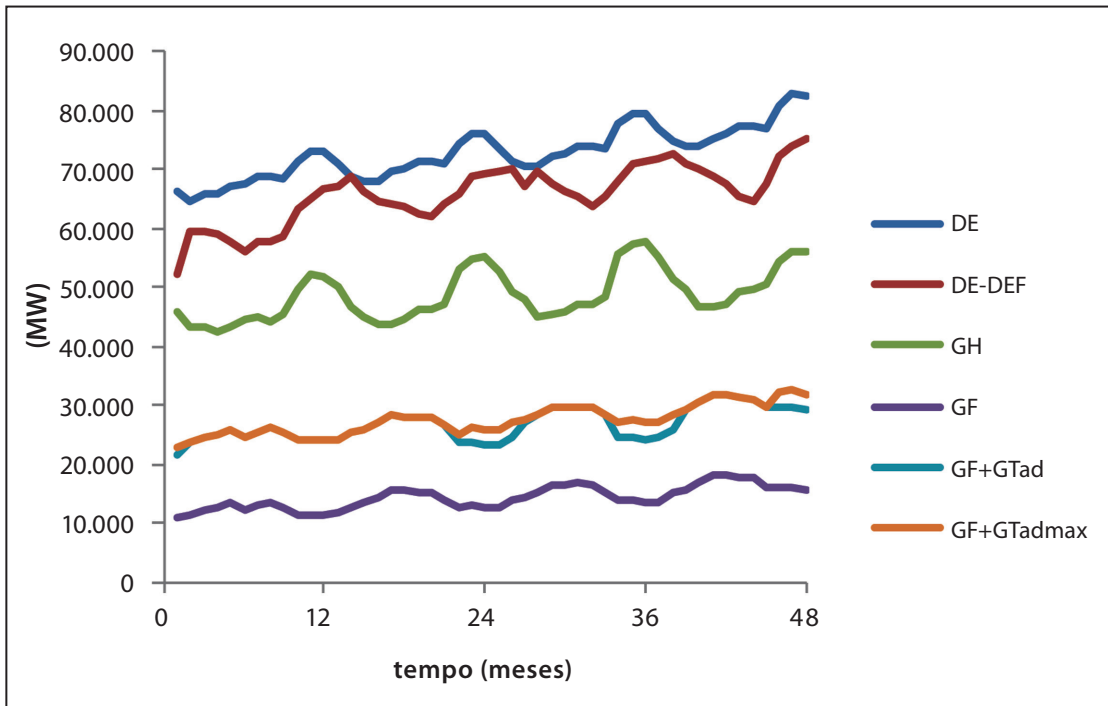


FIGURA 7

RESULTADOS PARA O CENÁRIO DE AFLUÊNCIAS IGUAIS A 70% DA MLT



demanda efetivamente atendida igual a demanda menos déficit (DE-DEF), geração hidrelétrica (GH), geração fixa (GF) formada pela soma da geração nuclear, de pequenas usinas, importação e térmicas inflexíveis, geração fixa adicionada da geração térmica adicional (GTad) e da geração térmica adicional máxima disponível (GTadmax).

No primeiro caso, não ocorreria déficit, porém seria necessário o despacho da maior parte da capacidade adicional de geração térmica disponível: acima de 80% da GTadmax. No segundo caso, mesmo com despacho total da capacidade térmica disponível, haveria um déficit médio de 9,6% da demanda no horizonte de quatro anos. Um terceiro cenário foi avaliado considerando o armazenamento nos reservatórios não tão baixos, como no início de abril de 2015, mas como se estivessem com níveis normais para a época: ainda assim haveria déficit, apenas em menor intensidade, média de 6,6% da demanda no horizonte de quatro anos. Qualquer atraso na expansão do sistema, ou crescimento da demanda acima do previsto, implicaria déficits ainda maiores em cenários hidrológicos mais secos, ou, em cenários hidrológicos mais favoráveis, a permanência de custos muito elevados de operação do sistema bem como a demora na recuperação dos níveis normais de armazenamento também causariam déficits. Por outro lado, uma redução da ordem de 10% na demanda evitaria o déficit em cenários secos como os avaliados e para cenários mais favoráveis permitiria um retorno bem mais rápido dos custos normais de operação do sistema e menor tempo na recuperação dos níveis normais de armazenamento.

CONCLUSÕES

A análise do histórico da operação no SIN nos últimos 15 anos mostrou uma redução rápida da participação hidrelétrica de um patamar médio de 91% para apenas 76% da geração de energia no país nos últimos dois anos e meio, elevação enorme e permanente nos custos marginais da operação – de menos de R\$ 100/MWh para mais de R\$ 1.000/MWh –, acumulando um custo da geração térmica adicional no período que já ultrapassa dezenas de bilhões de reais. Ao mesmo tempo, os

reservatórios na maior parte do país foram depletados, atingindo níveis extremamente baixos, significativamente inferiores aos que estavam disponíveis no início do racionamento em 2001, comprometendo a produtividade na geração de energia e a segurança para o suprimento futuro. A seca histórica, especialmente nos últimos dois anos, teve uma contribuição importante para o quadro, mas são evidentes também o atraso na expansão do sistema e a ausência de medidas efetivas de gestão da demanda.

Considerar individualmente as usinas e reservatórios no planejamento da operação e as não linearidades nas relações entre importantes variáveis envolvidas pode contribuir com maior eficiência nos processos de tomada de decisão. Um benefício esperado seria aproveitar melhor a distribuição do armazenamento entre os múltiplos reservatórios do sistema, com ganho de produtividade no conjunto e minimização das perdas por vertimento. A perda da capacidade relativa de regularização com o predomínio de usinas a fio d'água na expansão, tanto observada nos últimos anos como esperada para os próximos, aumenta ainda mais a necessidade de operar de maneira otimizada os reservatórios existentes. A redução da capacidade relativa de regularização também aumenta o efeito da incerteza e da sazonalidade hidrológica na produção de energia, exigindo maior capacidade instalada do sistema complementar térmico.

A seca recorde, a não estacionariedade das vazões e os conflitos com múltiplos usos da água também levam a questionar a maneira como são tratadas as vazões mínimas, o atendimento a usos consuntivos, os volumes de espera para controle de cheias e outras restrições operativas. Como reavaliar ou considerar tais usos de maneira explícita no planejamento da operação sem criar restrições fixas e impossíveis de atender em cenários menos favoráveis?

Finalmente, os exemplos apresentados da otimização da operação do SIN no horizonte de quatro anos a partir de abril de 2015 mostram a grande vulnerabilidade atual do sistema, tanto com a manutenção de custos extremamente elevados de despacho da geração térmica adicional como no risco de déficit para cenários hidrológicos mais secos.

BIBLIOGRAFIA

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- CEPEL. *Projeto Newave: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – Manual do Usuário – Versão 17.5.3*. Rio de Janeiro, 2013.
- FALCETTA, F. A. M.; ZAMBON, R. C.; YEH, W. W.-G. “Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System”, in *World Environmental and Water Resources Congress 2014*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 2014, pp. 1.916-25.
- MENDES, L. A. et al. “Trade-Off Analysis Among Multiple Water Uses in a Hydropower System: Case of São Francisco River Basin, Brazil”, in *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2015.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *RE 3/039/2011 Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos*. Rio de Janeiro, ONS, 2011.
- _____. *Relatório Executivo de Prevenção de Cheias – Ciclo 2013/2014*. Rio de Janeiro, 2014.
- ZAMBON, R. C. et al. “Flood Control and Energy Production on the Brazilian Hydrothermal System”, in *REGA – Revista de Gestão de Águas da América Latina*, 11(1), 2014, pp. 89-96.
- ZAMBON, R. C. et al. “Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation”, in *Journal of Water Resources Planning and Management*, 138(2), 2012, pp. 135-43.