

EFEITO DA NÃO ESTACIONARIEDADE DE SÉRIES HIDROLÓGICAS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE MÉDIO PRAZO

Lorena Stefania Acosta Zuñiga^a, Walber Ferreira Braga^b, Rafael José de Andrade^c

^aDiscente, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil

^bProfessor Titular, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil

^cEngenheiro eletricista, Itaipu Binacional, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil

Resumo

No Brasil, 64,5% da capacidade de geração de energia elétrica instalada é de origem hídrica, portanto as incertezas hidrológicas constituem um fator relevante nas atividades de planejamento da operação do sistema hidrotérmico. Um dos pressupostos dos modelos de planejamento é a estacionariedade das séries hidrológicas, porém esta condição não é sempre cumprida. Em vista da grande importância dos recursos hídricos para o sistema elétrico, o presente trabalho tem por objetivo avaliar o efeito da não estacionariedade das séries de vazões no planejamento da operação. Para tal, foi utilizado como ferramenta de simulação computacional o programa de planejamento de médio prazo NEWAVE. A primeira etapa do trabalho consiste na análise de 55 séries de vazões naturais dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia dos rios Grande, Tietê, Paranapanema, Iguaçu e Paraná. As análises gráficas e estatísticas identificaram a presença de tendência em 34 dos 55 postos fluviométricos estudados. Na sequência foi aplicado um método de correção nas séries caracterizadas como não estacionárias e quantificado seu impacto no planejamento da operação hidrotérmica. No horizonte 2018-2021, o cenário com as vazões corrigidas apresentou um aumento da Energia Natural Afluente total do Sistema Interligado Nacional de 2.970 MWmed; assim como a recuperação gradual do nível de Energia Armazenada do subsistema Nordeste em 6.117 MWmed adicionais. A Geração Hidrelétrica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul aumentou 1.426 MWmed e 437 MWmed respectivamente; conseqüentemente, a geração térmica do SIN diminuiu em 1.023 MWmed. Por último, verificou-se uma economia no Custo Total de Operação de até 31,67% com relação ao caso referência, assim como a redução dos Custos Marginais de Operação superior a 50% em todos os subsistemas.

Palavras-Chaves: Não Estacionariedade, Séries Hidrológicas, Modelo de planejamento NEWAVE.

1. Introdução

O estudo do comportamento hidrológico das séries de vazão dos rios está justificado em sua importância como instrumento de auxílio à tomada de decisão dos órgãos gestores de recursos hídricos, assim como em seu papel fundamental para o dimensionamento e operação das centrais hidrelétricas [1]. No Brasil, esta relevância é ainda mais acentuada, considerando que o 64,5% da capacidade de geração elétrica instalada é de origem hídrica, com a participação majoritária das grandes centrais hidrelétricas [2].

No estudo das séries temporais é, geralmente, pressuposta a condição de estacionariedade, isto é, que os valores da série oscilam ao redor de uma média

constante ao longo do tempo, refletindo alguma forma de equilíbrio estável [3]. Porém, na prática, a maior parte das séries apresentam algum tipo de não estacionariedade atribuída a fatores como a tendência, a sazonalidade e os ciclos, ou alguma combinação dos anteriores [4]. O caso mais simples é a tendência linear, onde a série flutua ao redor de uma reta com inclinação positiva ou negativa [5].

O dimensionamento e planejamento dos sistemas de recursos hídricos não são a exceção. As técnicas estatísticas desenvolvidas no século XX para tal fim estão baseadas nos princípios da hidrologia estocástica, que assume a estacionariedade das séries históricas, ou seja, admite-se que as principais características

estatísticas das séries não se alteram ao longo do tempo e serão reproduzidas no futuro [6].

A problemática da não estacionariedade das vazões foi estudada por Zambon [7]. O autor concluiu que muitas das técnicas aplicadas no dimensionamento e operação dos reservatórios são apenas adequadas para processos estacionários. No entanto, esta condição apresenta importantes variações regionais não sendo verificada em todas as usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Detzel et al. [8] estudaram a estacionariedade de 146 séries de aflúncias de usinas hidrelétricas do SIN, através de seis testes estatísticos. Os resultados revelaram que 75 das 146 séries testadas são não estacionárias, principalmente as usinas localizadas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul do país. Além disto, os autores sugeriram um método de correção para o tratamento das séries de vazões não estacionárias prévio a seu uso nos modelos de planejamento do sistema elétrico.

Estudos adicionais revelam que as séries de vazões naturais das usinas hidrelétricas localizadas na bacia dos rios Grande, Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu apresentam um degrau climático caracterizado pelo aumento significativo das vazões no período após 1970 [6, 9 - 12].

A relevância do estudo das séries de vazões é reforçada por sua aplicação como informação de entrada da cadeia de modelos para a otimização da operação eletroenergética, utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no marco de suas funções de planejamento e programação da operação do SIN [13]. Entre estas, as séries de vazões naturais médias mensais são destaque por serem utilizadas para a geração dos cenários futuros de aflúncia (ou energia aflúente), através de séries sintéticas que compõem cenários de igual probabilidade de ocorrência. Estas séries são utilizadas no cálculo da política de operação hidrotérmica e na análise de desempenho da simulação da operação nos modelos de planejamento [14].

Uma das principais ferramentas computacionais utilizada no planejamento energético da operação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é o NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados). Este modelo, baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), realiza simulações da operação do sistema hidrotérmico determinando as metas de geração de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do Custo de Operação num horizonte de planejamento de até cinco anos [15].

Considerando que o sistema hidrotérmico brasileiro também é operado com base no pressuposto de que as séries de vazão são estacionárias, é reafirmada a importância de realizar estudos do comportamento hidrológico das séries, de forma a melhorar a acurácia dos cenários futuros empregados nas atividades de planejamento da operação [16]. Neste sentido, foi analisada a condição de não estacionariedade das séries históricas mensais de vazão natural de 55 postos fluviométricos localizados em cinco grandes rios do Brasil: Grande, Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu. Posteriormente foi aplicado um método de correção nas séries, onde foi identificado algum tipo de tendência, e, finalmente, avaliado o efeito desta alteração no modelo de planejamento da operação de médio prazo NEWAVE.

Cabe destacar que o conjunto de aproveitamentos hidroelétricos localizados nas bacias hidrográficas analisadas totalizam cerca de 32.620 MW [17], ou 36% da potência total instalada das usinas hidrelétricas no SIN [2], ratificando a importância da área de estudo para a operação do SEB.

2. Material e Métodos

2.1. Coleta e preparação dos dados

O estudo foi realizado a partir das séries históricas de vazões naturais mensais de 55 postos naturais associados às usinas hidrelétricas e reservatórios situados na bacia hidrográfica dos rios Grande, Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu, no período compreendido entre Janeiro de 1931 e Dezembro de 2015, totalizando 85 anos, ou 1020 meses de vazões mensais sem falhas, a partir de uma base de dados consolidada e homogênea elaborada pelo ONS como resultado de um processo de reconstituição de vazões. As informações sobre os postos foram extraídas do relatório de atualização das séries de vazões mensais para o horizonte de 1931 a 2015 [13].

É conveniente explicitar que a análise não é feita na vazão medida diretamente nos rios e sim na vazão reconstituída, denominada vazão natural aflúente, a qual é utilizada como informação de entrada nos modelos de planejamento da operação do sistema hidrotérmico. A vazão natural aflúente é definida como a vazão que ocorre em uma seção de um rio no qual não existem ações antrópicas que alterem o seu regime, ou seja, aquela vazão que ocorreria sem os efeitos da operação de reservatórios a montante, da vazão evaporada pelos lagos artificiais ou das retiradas de água para usos consuntivos tais como irrigação,

criação animal e abastecimento urbano, rural e industrial a montante [18].

2.2. Verificação da condição de estacionariedade

Para a detecção de não estacionariedade das séries de vazões médias mensais são propostos dois enfoques complementares. Inicialmente, é efetuada uma análise exploratória das séries com o auxílio de métodos gráficos, isto com o intuito de localizar pontos de mudança ou presença de tendência nas séries. Na sequência, são aplicados alguns testes estatísticos para comprovar a significância de qualquer suspeita de não estacionariedade. Cada um dos métodos empregados para avaliar a condição de estacionariedade das séries de vazão serão detalhados a seguir.

2.2.1. Análise gráfica

No estudo das séries temporais o método gráfico constitui uma ferramenta de análise exploratória aplicável para detectar a presença de padrões de tendência, variações cíclicas ou sazonalidades [19]. Bessa et al. [20] sugerem como primeira aproximação uma análise visual do gráfico da série histórica de vazão mensal em função do tempo. Para a construção do gráfico os dados de cada série deverão ser normalizados com relação à Média de Longo Termo (%MLT), calculada como a média das vazões naturais médias de cada mês [21]. É também recomendado o desenho da curva de regressão linear que melhor ajusta os dados, permitindo conclusões mais efetivas naquelas séries onde a não estacionariedade seja menos evidente [6].

Batista et al. [6] e Tozzi [22] sugerem o traçado do gráfico da curva acumulativa da vazão média mensal em função do tempo. O gráfico de vazão acumulada pode ser ajustado por uma única linha de tendência contínua ao longo de todo o período; ou caso haja uma mudança na declividade, o ajuste é feito com duas linhas de tendência, uma para cada período.

2.2.2. Testes estatísticos

Uma metodologia mais formal para a detecção da não estacionariedade das séries de vazões naturais é a aplicação de testes estatísticos. Neste caso, para a verificação da hipótese de não estacionariedade foram utilizados quatro testes estatísticos de tipo não paramétrico, de modo que não é necessário assumir que os dados seguem uma distribuição probabilística. O motivo principal para a seleção deste tipo de teste está em seu maior poder estatístico e robustez nos casos

onde os dados apresentam valores atípicos e/ou extremos ou quando não seguem uma distribuição normal, características frequentemente encontradas nas séries temporais hidrometeorológicas [23].

Os testes aplicados foram Cox-Stuart, coeficiente de Correlação de Spearman e Mann-Kendall, todos bilaterais e com nível de significância (α) de 5%. As análises foram realizadas com auxílio do software R [24] e do pacote *trend* [25]. Na sequência são apresentadas, de forma sucinta, as formulações aplicáveis a cada um dos testes.

Teste de Cox-Stuart

O teste de Cox-Stuart ou teste do sinal é um teste muito robusto, aplicável numa grande variedade de situações onde se quer avaliar a evolução de uma série de observações, considerado a primeira alternativa de teste não paramétrico para verificar a presença de tendências numa série [26].

É utilizado principalmente para contrastar hipóteses acerca da posição central ou mediana de uma distribuição populacional, ou para a análise de dados de amostras pareadas [27]. O foco principal do teste não é essencialmente quantitativo; ao invés disso, a técnica busca diferenças entre os pares formados por duas subamostras derivadas da amostra original [20].

Além da simplicidade, a vantagem principal do teste de Cox-Stuart é que permite identificar qualquer tipo de tendência monótona, crescente ou decrescente [28]. Uma tendência monótona não necessariamente precisa ser linear e pode simplesmente indicar uma tendência nas observações em relação a locais ou irregularidades aleatórias [29].

O teste é realizado calculando a diferença entre os pares formados a partir de duas subamostras de mesmo tamanho, extraídas da amostra original. A cada par é associado o sinal positivo ou negativo, e os empates são eliminados. Para uma série sem tendência é esperado que o número total de sinais negativos e positivos seja estatisticamente semelhante [8].

As hipóteses do teste são dadas por [5]:

- H_0 : Não existe tendência (o número de sinais positivos e negativos é igual);
- H_1 : Existe tendência (o número de sinais positivos e negativos é diferente).

Sendo n o número de pares, para amostras com $n \leq 20$ a regra de decisão sob a hipótese é baseada na distribuição binomial e para $n \geq 35$ é possível

aproximar a estatística do teste pela distribuição Normal determinada pela Equação (1) [20].

$$Z = \frac{2x \pm 1 - n}{\sqrt{n}} \quad (1)$$

Na Equação (1) x é o número de vezes que o sinal menos frequente ocorre e n é o tamanho da amostra ao descontar os empates.

Teste do Coeficiente de Correlação de Spearman

O teste do coeficiente de Spearman ou da correlação ordenada de Spearman é um teste de independência entre duas séries emparelhadas: a série na ordem natural e a série ordenada em ordem crescente. No caso das séries temporais serve para detectar alguma tendência, crescente ou decrescente, de seus valores ao longo do tempo [22].

A estatística do teste é determinada pelo somatório dos quadrados das diferenças entre a posição que cada valor ocupa na série original e a posição que este mesmo valor ocupa na série ordenada em ordem crescente. Valores pequenos da estatística do teste indicam que a série original está quase ordenada, portanto, a série apresenta tendência para o nível de significância adotado [9]. As hipóteses a serem testadas são [8]:

- H_0 : A série é homogênea (não existe tendência);
- H_1 : A série não é homogênea (existe tendência).

O coeficiente de correlação de Spearman ρ_s é calculado através da Equação (2) [30]:

$$\rho_s = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (Rx_i - Ry_i)^2 \quad (2)$$

Na expressão anterior Rx_i é a ordem do x_i elemento na série original (x), Ry_i é a ordem do y_i elemento na série ordenada de forma crescente (y) e n é o número de elementos da amostra.

A estatística do teste é dada pela Equação (3). Este valor é comparado com o valor de $t_{n-2,\alpha}$ crítico (tabela de Student) para determinado nível de significância. A hipótese de independência das amostras é rejeitada se o valor calculado t_{n-2} for maior que o valor tabelado.

$$t_{n-2} = \sqrt{\frac{(n-2)\rho_s^2}{(1-\rho_s^2)}} \quad (3)$$

Teste de Mann-Kendall

O teste de Mann-Kendall é um teste estatístico não paramétrico comumente utilizado para a identificação de tendências significativas de longo prazo em análises de séries hidrometeorológicas [23]. É uma ferramenta poderosa aplicada para a detecção de tendências monotônicas, concebida para testar a hipótese nula de ausência de tendência e se caracteriza por resultados bastante consistentes [31].

As hipóteses do teste são dadas por [8]:

- H_0 : Não há tendência positiva nem negativa na série;
- H_1 : Há tendência positiva ou negativa na série.

A estatística S do teste Mann-Kendall é definida na Equação (4).

$$S = \sum_{k=1}^{n-1} \sum_{j=k+1}^n \text{signal}(x_j - x_k) \quad (4)$$

Na Equação (4) x_k e x_j representam a série de observações temporais em ordem cronológica tomados em intervalos de tempo de interesse: semanais, mensais ou anuais; onde j e k são os índices de tempo, com $k < j \leq n$, e n é o comprimento da série temporal. O termo $\text{signal}(x_j - x_k)$ é determinado tal como na Equação (5).

$$\text{signal}(x_j - x_k) = \begin{cases} 1, & \text{se } x_j - x_k > 0 \\ 0, & \text{se } x_j - x_k = 0 \\ -1, & \text{se } x_j - x_k < 0 \end{cases} \quad (5)$$

Para $n \geq 8$ a estatística S é aproximadamente distribuída normalmente com variância definida pela Equação (6) [23].

$$V(S) = \frac{n(n-1)(2n+5)}{18} \quad (6)$$

Por último é calculada a estatística Z do teste de Mann-Kendall de acordo com a Equação (7).

$$Z_{MK} = \begin{cases} \frac{S-1}{\sqrt{V(S)}}, & \text{se } S > 0 \\ 0, & \text{se } S = 0 \\ \frac{S+1}{\sqrt{V(S)}}, & \text{se } S < 0 \end{cases} \quad (7)$$

O valor da estatística Z é comparado com o valor tabelado da distribuição Normal, para determinado nível de significância α . Se o valor calculado for menor ao tabelado, a tendência da série é estatisticamente insignificante e não pode ser rejeitada a hipótese nula H_0 [32].

O p -valor da estatística S para os dados da amostra pode ser estimado pela probabilidade acumulada da distribuição normal, considerando que se $p \leq \alpha$, o teste apresenta evidências para rejeição da hipótese nula H_0 , sugerindo a presença de tendências na série [31].

2.3. Método de correção das séries não estacionárias

Os modelos hidrológicos desenvolvidos para a reprodução dos fenômenos dinâmicos naturais baseados em uma série histórica de dados finita não estacionária são muito complexos, pelo fato de considerarem um grande número de parâmetros [6].

Um enfoque mais parcimonioso para contornar o problema da não estacionariedade, é o tratamento prévio dos dados a seu uso nos modelos de previsão. Esta técnica é muito mais simples, porém não menos eficiente, provando ser útil no caso de estudos que envolvem um número elevado de séries [8].

O método de correção da não estacionariedade aqui aplicado foi previamente utilizado por Bessa et al. [20] e Detzel et al. [8]. Em uma série estacionária, é esperado que o traçado do gráfico da curva acumulativa de vazão possa ser ajustado por uma linha de tendência única contínua ao longo de todo o período. Caso haja uma mudança na declividade, a curva é ajustada com duas retas de tendência, sendo este comportamento característico de uma série não estacionária [20].

O método de correção inclui o cálculo dos coeficientes angulares das retas ajustadas para os dois períodos delimitados pela mudança de declividade no gráfico de vazão acumulada. Em seguida o coeficiente angular do período mais recente é dividido pelo coeficiente angular do período mais antigo; a razão entre os coeficientes é multiplicada pela série de vazões do período mais antigo, linearizando a tendência, Equação (8)

$$Q_{E,t} = \frac{\alpha_{1970-2015}}{\alpha_{1931-1969}} Q_{NE,t} \quad (8)$$

Na Equação (8) $\alpha_{1970-2015}$ é o coeficiente angular da reta ajustada ao período mais recente; $\alpha_{1931-1969}$ é o coeficiente angular da reta ajustada ao período mais

antigo; $Q_{NE,t}$ é a vazão não estacionária original Q ; $Q_{E,t}$ é a vazão estacionária corrigida e t é o período da correção ($t = 1, \dots, 468$), sendo $t = 1$ referente a Janeiro de 1931 e $t = 468$ referente a Dezembro de 1969 [20].

O início do ano 1970 foi selecionado como ponto de mudança da declividade em consonância com as conclusões apontadas na revisão bibliográfica supracitada; por isto, os dois períodos foram delimitados entre os anos 1931 a 1969 e 1970 a 2015.

Para os casos onde o comportamento da série de vazões seja caracterizado pelo acréscimo das afluições ao longo do tempo, a correção deverá ser realizada do período mais recente sobre o período mais antigo; caso contrário, o ajuste será do período mais antigo para o mais recente [20].

A efetividade desta metodologia foi demonstrada por Detzel et al. [8] ao selecionar 10 séries de vazões não estacionárias associadas a usinas localizadas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Da comparação dos p -valores dos testes estatísticos realizados antes e depois da aplicação do método foi possível caracterizar as séries corrigidas como estacionárias. No entanto, o autor adverte que a efetividade do método é de pouca valia se aplicado somente em uma usina específica, por isto é importante realizar uma análise integral da bacia.

Uma das implicações do método de correção se dá nas séries de vazão dos postos artificiais, cujas regras de operação sejam função de alguma das vazões modificadas. A vazão dos postos artificiais também corresponde à vazão natural, porém levando em conta o efeito de qualquer regra de operação que possa contribuir na alteração do regime natural do fluxo d'água [13].

No Anexo 1 encontra-se a formulação associada às regras de operação dos postos artificiais.

2.4. Modelo de planejamento NEWAVE

O modelo de planejamento da operação de médio prazo NEWAVE, faz parte da cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico interligado brasileiro. O modelo é composto por quatro módulos computacionais descritos a seguir [14].

2.4.1. Módulo de cálculo do sistema equivalente

O sistema de geração hidrelétrica é representado através do modelo equivalente de energia, isto é, o parque gerador hidroelétrico de cada região é

representado por um reservatório equivalente de energia (REE) com diversidade hidrológica semelhante. A configuração vigente durante a realização do estudo é denominada topologia D3, composta por 9 REEs e 4 subsistemas detalhados na Tabela 1.

Tabela 1: Configuração do sistema equivalente 9 REEs.

Subsistema	REE
1 - Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)	Sudeste (SE)
	Madeira (MAD)
	Teles Pires (TP)
	Itaipu (IT)
2 - Sul (S)	Paraná (PR)
3 - Nordeste (NE)	Sul (S)
4 - Norte (N)	Nordeste (NE)
	Norte (N)
	Belo Monte (BM)

Neste módulo são calculados para os reservatórios equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas; séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água; parábolas de energia de vazão mínima; energia evaporada; capacidade de turbinamento; correção da energia controlável em função do armazenamento; perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água; geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidrelétrica.

2.4.2. Módulo de energias afluentes

Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera as séries sintéticas de energias afluentes, que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.

2.4.3. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica

Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.

2.4.4. Módulo de simulação da operação

Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit e de geração hidrelétrica e térmica.

2.4.5. Cenários

Para avaliar o efeito da correção do histórico de vazão das bacias identificadas como não estacionárias na operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro no horizonte de médio prazo foi utilizado o modelo de planejamento NEWAVE, Versão 23.2.1.

Inicialmente foi verificado o efeito da correção do histórico de vazões no passado, ou seja, foi calculada a variação entre os valores efetivamente realizados das principais variáveis da operação no ano 2017 e os resultados obtidos pelo modelo tanto no caso de referência, ou sem alteração do histórico de vazão, como no caso alternativo onde o histórico de vazão foi modificado considerando a metodologia descrita previamente.

Os dados realizados foram obtidos do histórico da operação consolidado e disponibilizado pelo ONS, Caso 1.0. As sensibilidades foram realizadas com base no *deck*, ou conjunto de dados de entrada, do Programa Mensal da Operação (PMO) de Janeiro de 2017 elaborado pelo ONS com a participação dos agentes do Setor Elétrico. O cenário original ou sem modificação é denominado Caso 1.1 e o cenário alternativo Caso 1.2. Neste último, foi modificado o arquivo de entrada VAZOES.DAT, um arquivo de tipo binário que contém o cadastro de vazões naturais históricas afluentes às usinas hidrelétricas.

Os dois cenários foram simulados para o horizonte do ano 2017; a análise foi realizada com base nas variáveis de saída do modelo NEWAVE listadas na sequência: Energia Natural Afluente (ENA), Energia Armazenada (EARM), Geração Hidrelétrica (GH) e Geração Térmica (GT).

Posteriormente, na segunda parte do estudo foram propostas duas sensibilidades considerando o horizonte de planejamento 2018-2021. Isto, com o intuito de avaliar o efeito da alteração do histórico de vazão na operação futura do Sistema Hidrotérmico. Para tal, foi utilizado como base o *deck* do PMO de Novembro de 2017.

No primeiro cenário, o caso de referência (Caso 2.0) foi simulado com o *deck* original sem alterações. No caso alternativo (Caso 2.1), as séries de vazões naturais não estacionárias foram corrigidas seguindo a metodologia proposta. Finalmente foi realizada uma análise com base nas variáveis de saída do modelo NEWAVE listadas na sequência: Energia Natural Afluente (ENA), Energia Armazenada (EARM), Geração Térmica (GT), Geração Hidrelétrica (GH), Risco de Déficit Anual, Custo Total de Operação e Custo Marginal de Operação (CMO).

3. Resultados e Discussões

3.1. Análise gráfica

Como primeira aproximação foi realizada uma análise visual das séries históricas de vazões. Para isto foram construídos os gráficos do histórico da vazão mensal (%MLT) no período compreendido entre Janeiro de 1931 e Dezembro de 2015, desenhadas as retas de regressão lineal e calculados os coeficientes angulares associados para cada um dos 55 postos naturais.

Nas Figuras de 1 a 3 são apresentados os resultados para três dos postos analisados: a Usina Hidrelétrica (UHE) Itaipu no rio Paraná, o reservatório Billings no rio Tietê e a UHE Camargos no rio Grande, respectivamente.

Os desenhos dos gráficos de vazão demonstraram a sazonalidade anual característica das séries hidrológicas. Na maioria das bacias foi identificada uma tendência positiva ou crescente, indicando um aumento paulatino das vazões ao longo do tempo. Esta condição foi ainda mais evidente ao observar a inclinação da linha de tendência resultado da análise de regressão linear dos dados de cada série, caso da UHE Itaipu na Figura 1.

Resultados similares foram observados na maior parte da bacia do rio Tietê e ao longo dos rios Paranapanema e Iguazu. No Apêndice A são apresentados os gráficos de alguns dos postos localizados nos nestes rios representativos do comportamento da bacia.

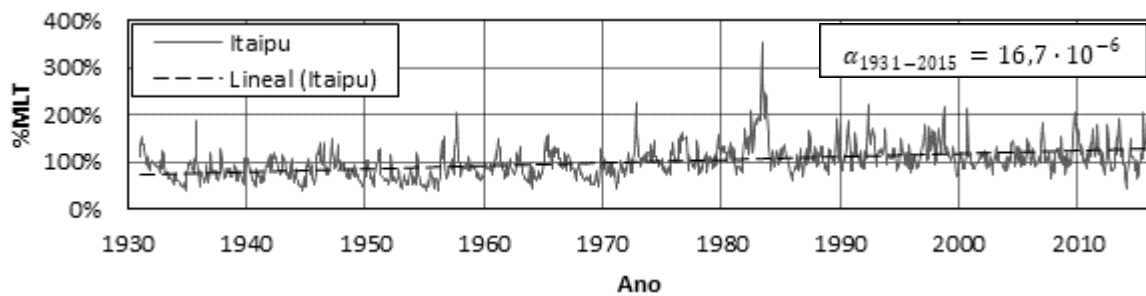


Figura 1: Histórico de vazão mensal (%MLT) da UHE Itaipu na bacia do rio Paraná (Cód.: 266).

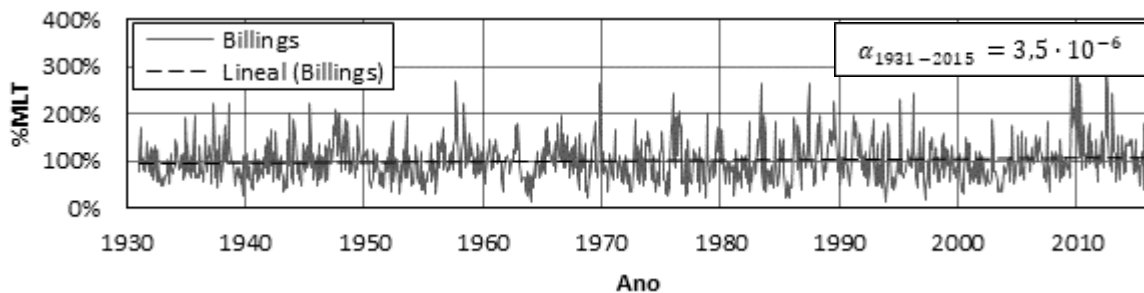


Figura 2: Histórico de vazão mensal (%MLT) do Reservatório Billings na bacia do rio Tietê (Cód.: 118).

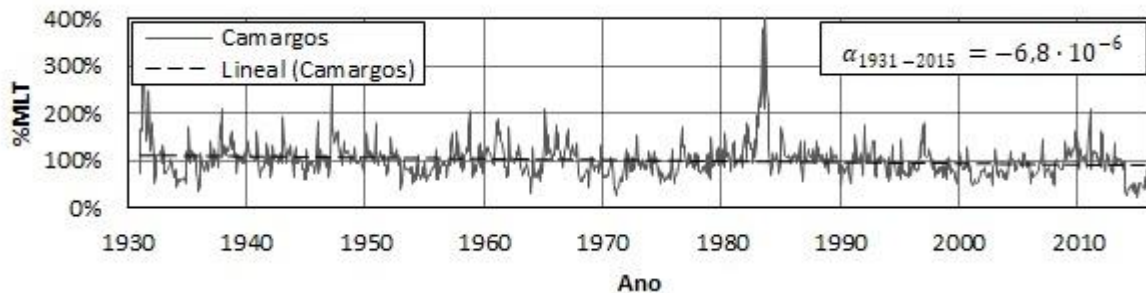


Figura 3: Histórico de vazão mensal (%MLT) da UHE Camargos na bacia do rio Grande (Cód.: 1).

Não obstante, algumas séries apresentaram tendência constante, caso do Reservatório Billings na bacia do rio Tietê (Figura 2), ou tendência negativa, caso da UHE Camargos na bacia do rio Grande (Figura 3).

Da análise dos gráficos, concluiu-se que a maioria das vazões dos postos localizados na bacia dos rios Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu apresentam indícios de não estacionariedade, predominando a tendência positiva; em contrapartida, verificou-se que as séries da bacia do rio Grande apresentam tendência constante ou ligeiramente negativa, sendo menos evidente a condição de não estacionariedade.

Também foram construídos os gráficos de vazão média mensal acumulada em função do tempo. Os resultados para alguns dos postos analisados são apresentados nas Figuras de 4 a 6.

Na Figura 4, é apresentado o gráfico de vazão média mensal acumulada da UHE Itaipu; a partir deste, é possível verificar uma mudança de declividade ao redor do ano 1970 condizente com as conclusões dos estudos anteriormente citados. Neste caso, a curva de vazão acumulada foi ajustada por duas linhas de tendência, caracterizando a série como não estacionária [22]. Resultados semelhantes foram obtidos na maioria dos postos fluviométricos dos rios Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu.

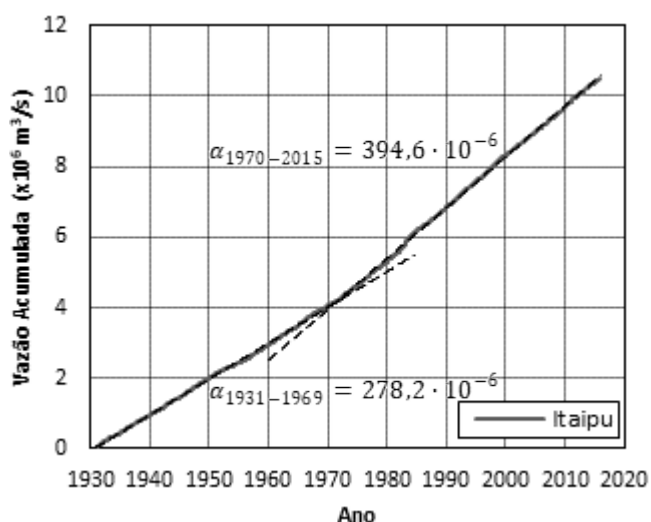


Figura 4: Curva de vazão acumulada UHE Itaipu (Cód.: 266).

Outra característica comum à maior parte das séries é o aumento abrupto da vazão acumulada ao redor da década de 1980, como é o caso da UHE Camargos apresentado na Figura 5. Este comportamento reflete o *outlier* ou evento extremo ocorrido ao redor do ano 1983 nos principais afluentes da bacia do rio Paraná, e

não representa uma alteração permanente do regime de vazões no tempo [34], Figura 3.

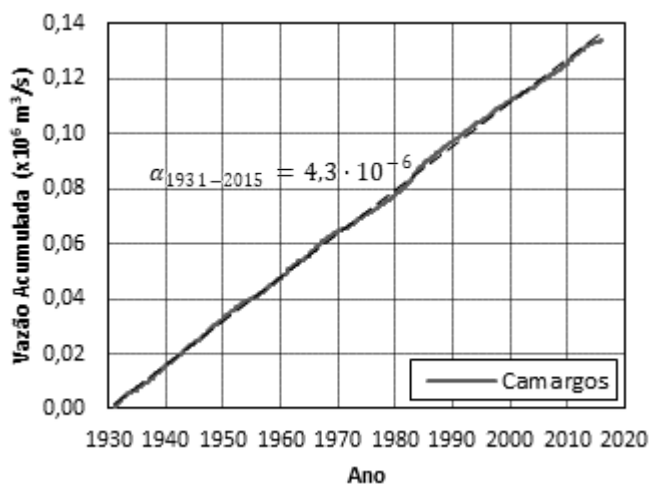


Figura 5: Curva de vazão acumulada UHE Camargos (Cód.: 1).

Algumas das séries analisadas apresentaram evidências de estacionariedade, estando localizadas principalmente na bacia do rio Grande e algumas no rio Tietê. A condição estacionária verificou-se do ajuste da curva de vazão acumulada por uma única linha de tendência, tal como apresentado na Figura 6 para o reservatório Billings.

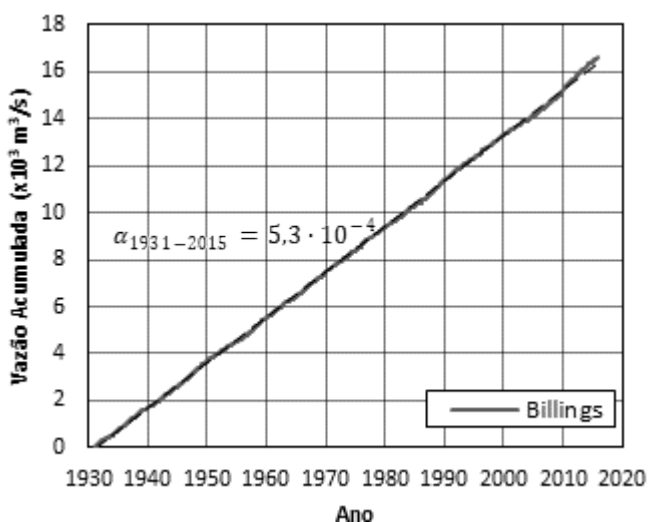


Figura 6: Curva de vazão acumulada reservatório Billings (Cód.: 118).

Em síntese, a simples análise visual e o traçado das retas de regressão linear permitiram identificar indicativos de tendência nas séries analisadas. Os gráficos de vazões naturais revelaram que em pelos menos quatro dos cinco rios existem indícios de não estacionariedade, caracterizada principalmente pela presença de tendências positivas.

3.2. Testes estatísticos

Para a verificação mais rigorosa da condição de não estacionariedade foram aplicados três testes estatísticos nas séries de vazão dos 55 postos naturais, os resultados são apresentados na Tabela 2. Os códigos dos postos seguem o padrão do ONS.

As abreviações utilizadas são as seguintes: CS, para o teste de Cox-Stuart; SP, para o teste do Coeficiente de Correlação de Spearman; MK, para o teste de Mann-Kendall.

Os resultados são exibidos em termos dos p -valores já que todos os testes foram realizados com o mesmo nível de significância ($\alpha = 5\%$). A interpretação é realizada comparando o p -valor com α ; se o p -valor for

menor que o nível de significância, há evidências estatísticas para rejeitar a hipótese nula de estacionariedade.

Então, quanto menores os p -valores maiores as evidências de não estacionariedade dado que todas as formulações das hipóteses nulas dos testes empregados assumem, a priori, a estacionariedade das séries [8].

O critério de decisão sobre a estacionariedade das séries foi baseado na rejeição da hipótese nula na maioria dos testes estatísticos aplicados. Na Tabela 2 são utilizadas as abreviações E e NE para as séries que apresentaram ou não evidências de estacionariedade, respectivamente.

Tabela 2: Resultados da aplicação dos testes estatísticos nos postos naturais.

(continua)

Código	Nome do Posto	Subsistema	Bacia	p-valores			E/NE
				CS	SP	MK	
1	Camargos	1-SE/CO	Grande	0,448	0,052	<0,001	E
2	Itutinga	1-SE/CO	Grande	0,448	0,052	<0,001	E
6	Furnas	1-SE/CO	Grande	0,588	0,060	0,055	E
7	Mascarenhas de Moraes	1-SE/CO	Grande	0,745	0,053	0,020	E
8	Estreito (L. C. Barreto)	1-SE/CO	Grande	0,914	0,054	0,021	E
9	Jaguara	1-SE/CO	Grande	0,914	0,055	0,021	E
10	Igarapava	1-SE/CO	Grande	1,000	0,054	0,021	E
11	Volta Grande	1-SE/CO	Grande	0,914	0,051	0,044	E
12	Porto Colômbia	1-SE/CO	Grande	0,828	0,073	0,063	E
14	Caconde	1-SE/CO	Grande	0,193	0,748	0,838	E
15	Euclides Da Cunha	1-SE/CO	Grande	0,278	0,517	0,428	E
16	Limoeiro (A. S. Oliveira)	1-SE/CO	Grande	0,278	0,502	0,411	E
17	Marimondo	1-SE/CO	Grande	0,083	0,244	0,268	E
18	Agua Vermelha	1-SE/CO	Grande	0,065	0,233	0,265	E
34	Ilha Solteira	1-SE/CO	Paraná	0,017	0,014	0,017	NE
47	Jurumirim (A. A. Laydner)	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
48	Pirajú	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
49	Chavantes	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
50	Lucas N. Garcez	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
51	Canoas 2	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
52	Canoas 1	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
57	Mauá	2-S	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
61	Capivara	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
62	Taquaruçu	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
63	Rosana	1-SE/CO	Paranapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
71	Santa Clara Pr	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
72	Fundão	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
73	Jordão	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
74	Foz Do Areia (Gov. Bento Munhoz)	2-S	Iguaçu	0,002	<0,001	<0,001	NE
76	Salto Segredo (Gov. Ney Braga)	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
77	Salto Santiago	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
78	Salto Osorio	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
81	Baixo Iguaçu	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
104	Traição	1-SE/CO	Tietê	0,386	0,051	0,011	E

Tabela 2: Resultados da aplicação dos testes estatísticos nos postos naturais.

(conclusão)

Código	Nome do Posto	Subsistema	Bacia	p-valores			E/NE
				CS	SP	MK	
109	Pedreira	1-SE/CO	Tietê	0,828	0,161	0,152	E
116	Pedras	1-SE/CO	Cubatão	0,129	0,169	0,155	E
117	Guarapiranga	1-SE/CO	Tietê	0,065	<0,001	<0,001	NE
118	Billings	1-SE/CO	Tietê	0,828	0,161	0,152	E
119	Billings + Pedras	1-SE/CO	Tietê/Cubatão	0,914	0,166	0,156	E
160	Ponte Nova/Alto Tietê	1-SE/CO	Tietê	0,588	0,058	0,052	E
161	Edgard de Souza (c/ Tributários)	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
164	Edgard de Souza (s/ Tributários)	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
211	Funil-Grande	1-SE/CO	Grande	0,914	0,052	0,029	E
222	Salto Caxias (Gov. José Richa)	2-S	Iguaçu	<0,001	<0,001	<0,001	NE
237	Barra Bonita	1-SE/CO	Tietê	0,002	<0,001	<0,001	NE
238	Bariri (A. S. Lima)	1-SE/CO	Tietê	0,001	<0,001	<0,001	NE
239	Ibitinga	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
240	Promissão	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
242	Nova Avanhandava	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
243	Três Irmãos	1-SE/CO	Tietê	<0,001	<0,001	<0,001	NE
244	Ilha Solteira Equivalente	1-SE/CO	Paraná	0,013	0,004	0,004	NE
245	Jupia	1-SE/CO	Paraná	0,001	<0,001	<0,001	NE
246	Porto Primavera	1-SE/CO	Paraná	0,001	<0,001	<0,001	NE
249	Ourinhos	1-SE/CO	Parapanema	<0,001	<0,001	<0,001	NE
266	Itaipu	1-SE/CO	Paraná	<0,001	<0,001	<0,001	NE

Das 55 séries de vazões dos postos naturais analisados, 34 apresentaram evidências estatísticas de não estacionariedade ao rejeitar a hipótese nula na maior parte dos testes aplicados. Agrupando os postos por subsistema, os resultados revelam que todas as séries do subsistema 2-Sul analisadas são estatisticamente não estacionárias. Em contrapartida, o subsistema 1-Sudeste/Centro-Oeste apresentou resultados dispare, mas predominantemente não estacionários. O resumo dos resultados dos testes estatísticos é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Resumo dos resultados dos testes.

Subsistema	Estacionária	Não Estacionária
1-Sudeste/Centro-Oeste	21	24
2-Sul	0	10
Total	21	34

Destaca-se a não homogeneidade dos resultados dos testes estatísticos da bacia do rio Tietê, cujas séries de vazão foram caracterizadas em sua maior parte como não estacionárias. No entanto, o comportamento é segmentado ao longo da bacia pela concentração de séries de vazão estacionárias na área nascente, isto é, no Reservatório de Ponte Nova (Cód. 160), assim como

nos aproveitamentos situados a jusante: Usina Elevatória de Traição (Cód. 104), Usina Elevatória de Pedreira (Cód. 109) e Represa Billings (Cód. 118 e Cód. 119).

3.3. Método para correção da não estacionariedade

Os resultados dos testes aplicados permitem concluir que existe evidência estatística para rejeitar a condição de estacionariedade na maior parte das séries analisadas. Em decorrência deste comportamento, foi aplicado o método de correção previamente sugerido em cada uma das 34 séries caracterizadas como não estacionárias.

Para isto, foram utilizados os gráficos das curvas de vazão acumulada das séries não estacionárias, construídos na análise exploratória; assim como, calculados os coeficientes angulares das retas de regressão nos períodos 1931 a 1969 e 1970 a 2015 utilizados na Equação (10). Posterior ao tratamento dos dados, as séries apresentaram tendência constante, tal como é observado no gráfico de série de vazões da UHE Itaipu na Figura 7.

A correção da tendência também foi verificada pelo traçado da curva acumulativa de vazões. A partir destas foi possível validar a condição de estacionariedade nos dados após tratamento.

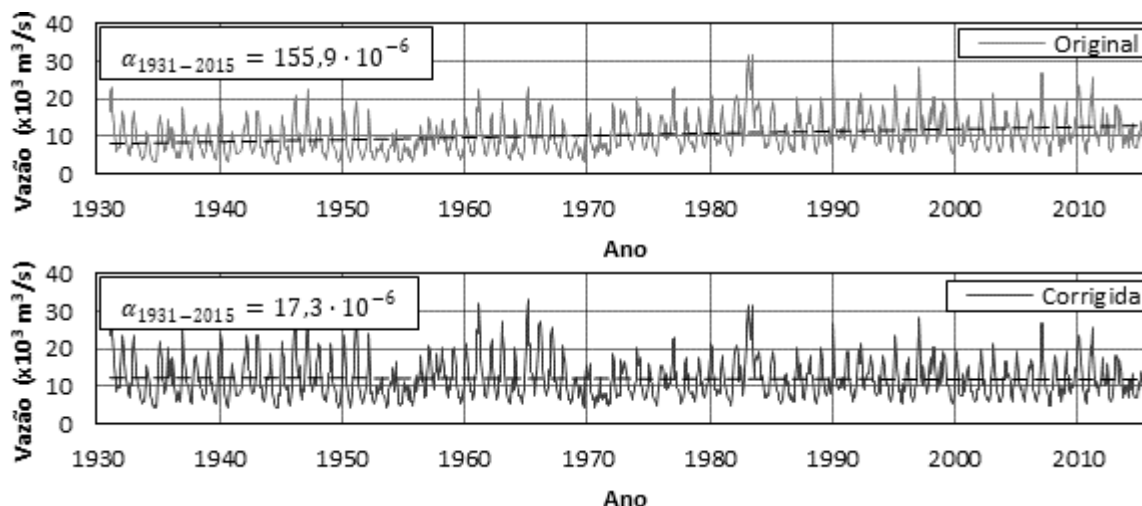


Figura 7: Histórico de vazão mensal da UHE Itaipu antes e depois da metodologia de correção.

Na Figura 8, são apresentadas as curvas de vazão acumulada antes e depois da correção para a UHE Itaipu, identificadas com os rótulos original e corrigida respectivamente. A curva do caso corrigido é ajustada por uma linha de tendência única, confirmando a estacionariedade da série e a validade da metodologia. Resultados semelhantes foram verificados nos 33 postos restantes. Também foram modificadas as vazões dos postos artificiais cujas formulações são função das séries corrigidas, seguindo as regras de operação consignadas no Anexo 1.

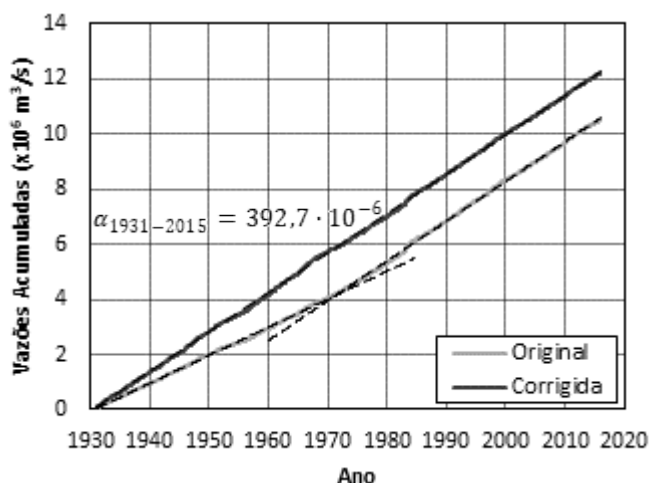


Figura 8: Curva acumulada de vazões original e corrigida UHE Itaipu.

3.4. Modelo de planejamento NEWAVE

O modelo utilizado para o dimensionamento do efeito da correção da não estacionariedade das séries de vazões no planejamento de médio prazo da operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro foi o NEWAVE. Na primeira parte do estudo foi analisado o

comportamento do modelo no passado, comparando os dados efetivamente realizados do SIN no ano 2017 com as previsões feitas pelo modelo.

Para tal, foi realizado um levantamento dos dados da operação consolidados pelo ONS da operação do SIN no ano 2017, Cenário 1.0. As variáveis selecionadas incluíram: Energia Natural Afluenta (ENA), Energia Armazenada (EARM), Geração Hidrelétrica (GH) e Geração Térmica (GT).

Adicionalmente, foram realizadas duas sensibilidades no modelo. O Cenário 1.1 foi simulado com base no *deck* original do PMO do mês de Janeiro de 2017, sem alterações. No cenário alternativo, foi modificado o arquivo binário VAZOES.DAT do *deck* de entrada seguindo a metodologia de correção previamente especificada, Cenário 1.2. Os resultados obtidos à saída do modelo para o horizonte do ano 2017 são detalhados na sequência.

Em termos da ENA total do SIN, os resultados do Cenário 1.1 e 1.2 representaram de forma acurada a sazonalidade anual característica do SIN. No entanto, os dois casos apresentaram ENA superior aos valores efetivamente realizados com diferença média de mais de 20%, com ganhos no SIN de 11.851 MWmed para o Cenário 1.1 e 14.035 MWmed no Cenário 1.2, ambos referenciados aos valores efetivamente praticados.

A variação entre os resultados foi ainda mais acentuada no Cenário 1.2 por causa do aumento individual da ENA dos subsistemas SE/CO e S, Figura 9. Assim, o efeito da correção do histórico de vazão não estacionário estaria representado no aumento da ENA dos subsistemas associados, SE/CO e S no caso estudo. Complementarmente nos subsistemas NE e N, cujas séries de vazão não foram modificadas, é possível

observar que o ganho entre as duas sensibilidades foi quase nulo.

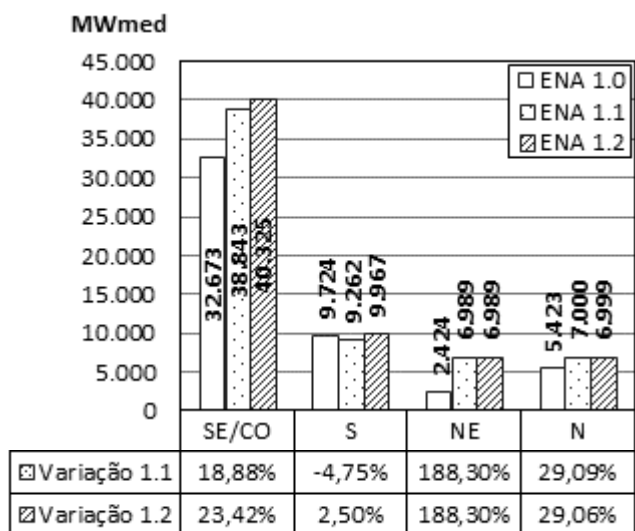


Figura 9: Energia Natural Afluente por subsistema em 2017.

Os resultados das sensibilidades também revelaram uma variação importante na previsão das ENAs em condições de operação críticas. Como o caso do subsistema NE, que vem apresentando condições hidrológicas adversas desde 2012, e cuja previsão é significativamente superior aos valores realizados. Assim, uma previsão de afluências demasiado otimista afetaria a acurácia da estratégia operativa a ser implementada pela superestimação dos recursos hídricos disponíveis.

De modo geral, as políticas definidas pelo modelo apresentaram níveis de Energia Armazenada (EARM) expressivamente superiores que a política realizada, Figura 10.

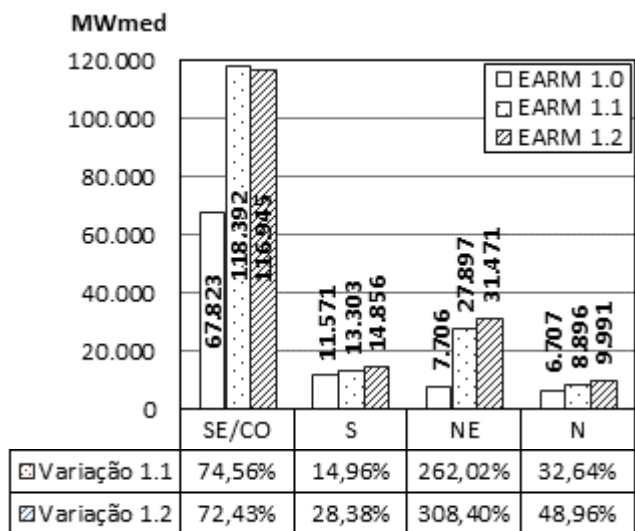


Figura 10: Energia Armazenada por subsistema em 2017.

Os dois cenários apresentaram valores de EARM superiores aos realizados em cada um dos subsistemas, totalizando um nível de EARM do SIN 79,61% e 84,70% maior no Cenário 1.1 e 1.2 respectivamente. Novamente é destaque o subsistema NE, que apresentou uma recuperação exacerbada de seu nível de EARM. De igual forma, no cenário com correção do histórico de vazão foi verificada a recuperação ainda mais acentuada da EARM dos reservatórios dos subsistemas S, NE e N, Cenário 1.2.

Os valores superiores de EARM total do SIN obtidos nas sensibilidades do modelo seriam decorrentes do aumento significativo da ENA. Destacam-se os resultados otimistas do modelo ao prever níveis de afluência superiores aos realizados na maioria dos subsistemas, convergindo numa estratégia operativa que possibilita o replecionamento dos reservatórios e a exploração da geração hidrelétrica, por conseguinte brindando-lhe maior segurança à operação do sistema.

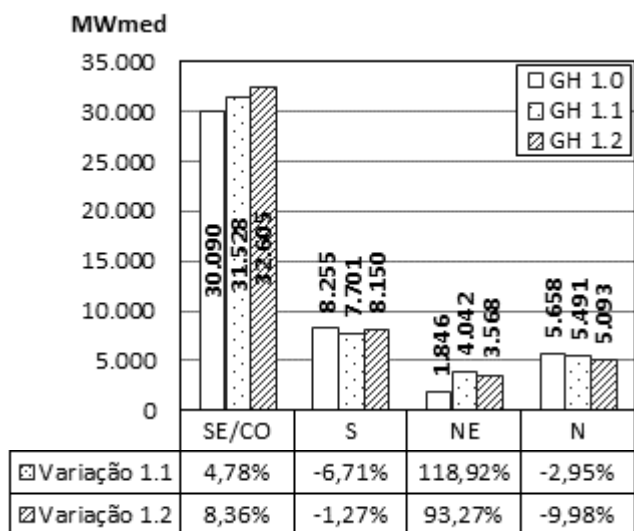


Figura 11: Geração Hidrelétrica por subsistema em 2017.

Como consequência dos maiores níveis de afluências é modificada a estratégia operativa, favorecendo a Geração Hidrelétrica, Figura 11. Os resultados do modelo indicam uma GH média total do SIN 6,35% e 7,78% maior no Cenário 1.1 e 1.2 respectivamente, isto é, um ganho de 2.913 MWmed e 3.568 MWmed em cada caso. Além disso, no Cenário 1.2 é constatado o favorecimento da exploração da Geração Hidrelétrica dos subsistemas SE/CO e S e a diminuição associada nos subsistemas NE e N.

Na Figura 12 são apresentados os indicadores de Geração Termelétrica por subsistema. Os resultados do modelo indicam uma GT média total do SIN 55,47% e 59,89% menor no Cenário 1.1 e 1.2 respectivamente, isto é, uma redução de 8.181 MWmed e 8.833 MWmed

em cada caso. Destacam-se os níveis de Geração Termelétrica do modelo nos subsistemas SE/CO e NE expressivamente inferiores aos valores efetivamente realizados, este comportamento esta relacionado com os valores de Geração Hidrelétrica superiores obtidos nas sensibilidades do modelo.

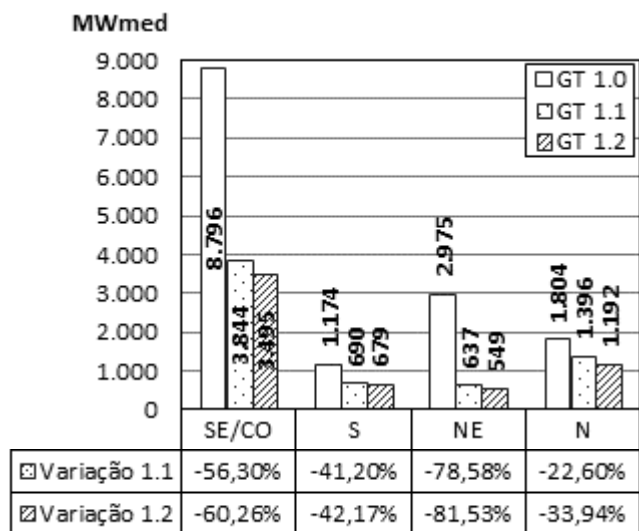


Figura 12: Geração Térmica por subsistema em 2017.

Pode-se notar que os resultados das sensibilidades realizadas no modelo NEWAVE não foram muito aderentes com as condições operativas do SIN ao longo do ano 2017. Este comportamento é esperado considerando a elevada incerteza associada ao modelo de médio prazo, no qual a representação do parque gerador hidroelétrico é feita por Reservatórios Equivalentes de Energia agrupados em subsistemas e os resultados são discretizados mensalmente.

Por isto, é preciso realizar um refinamento da representação das condições do sistema nos modelos de horizonte de tempo inferior, assim como atualizar mês a mês os parâmetros de entrada do modelo de acordo com as condições do sistema. No curto prazo, esta representação é feita por usinas individualizadas e os resultados são discretizados em intervalos de horas, semanas e meses, obtendo diretrizes mais aderentes à realidade. Assim, a importância do modelo NEWAVE está fundamentada em sua capacidade de estimar o Custo Futuro de Energia e traduzir para os modelos de horizonte inferior o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

A segunda parte do estudo teve como enfoque o futuro da operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro no horizonte 2018-2021, considerando a correção das séries de vazão caracterizadas como não estacionárias.

Para tal, foi utilizado o *deck* de entrada do PMO do mês de Novembro de 2017.

O cenário de referência foi simulado com base no *deck* original, Cenário 2.0; e o *deck* com as vazões modificadas, Cenário 2.1. Os resultados obtidos à saída do modelo são detalhados na seqüência.

Na Figura 13, são apresentados os resultados da variável Energia Natural Afluyente (ENA) total do SIN. A simulação do modelo com o histórico de vazões corrigido teve como resultado o incremento da ENA total do SIN ao longo de todo o horizonte de planejamento, com variação média de 2.972 MWmed.

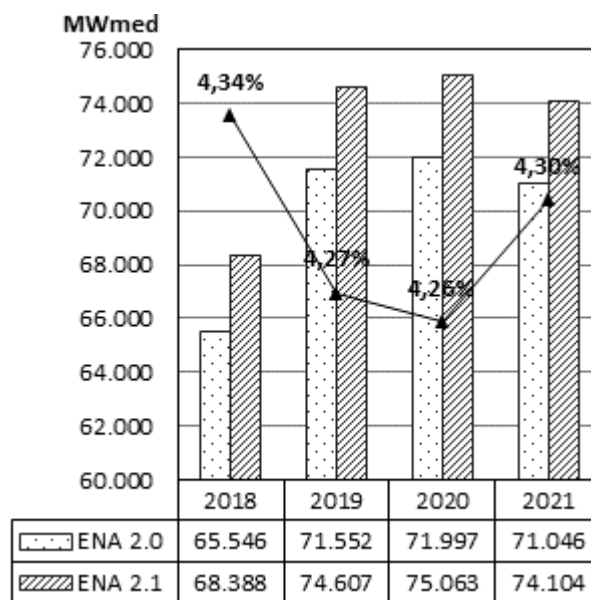


Figura 13: Energia Natural Afluyente do SIN.

Este aumento obedeceu principalmente à variação individual da ENA dos subsistemas SE/CO e S de 2.308 MWmed e 662 MWmed, respectivamente. Este resultado é condizente com a localização dos postos cujas séries de vazões foram corrigidas. Em contrapartida, as ENAs dos subsistemas NE e N não apresentaram grandes variações, 1,2 MWmed e 0,8 MWmed respectivamente. Os valores de Energia Natural Afluyente por subsistema são detalhados no Apêndice B.

A Energia Armazenada (EARM) total do SIN apresentou pequenas variações ano a ano, tal como detalhado na Figura 14. A EARM do SIN média acrescida ao longo do horizonte de planejamento foi 727 MWmed (EARM 1.1). A análise por subsistema revelou uma diminuição do nível de EARM no SE/CO, S e N: 4.333 MWmed, 254 MWmed e 804 MWmed, respectivamente.

Destaca-se o acréscimo da EARM do Nordeste em todos os anos do horizonte, indicando a recuperação

gradual dos reservatórios deste subsistema face às condições críticas atuais, a EARM média adicional do Nordeste foi ao redor de 6.117 MWmed. Os valores de Energia Armazenada por subsistema são detalhados no Apêndice B.

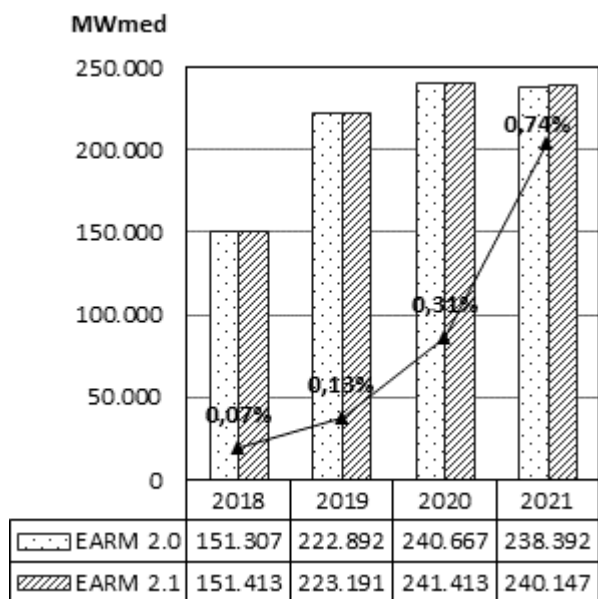


Figura 14: Energia Armazenada do SIN.

A Geração Hidrelétrica total do SIN está diretamente relacionada com a ENA, os resultados para os dois cenários são apresentados na Figura 15. No caso corrigido, observa-se um aumento do nível de geração de 1.120 MWmed ao longo de todo o horizonte. Esta geração adicional é resultado de um aumento nos subsistemas SE/CO e S de 1.426 MWmed e 437 MWmed, respectivamente.

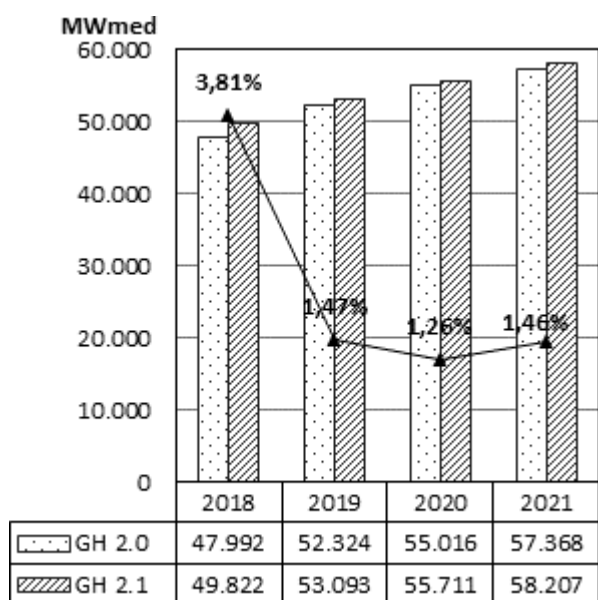


Figura 15: Geração Hidrelétrica total do SIN.

Adicionalmente, foi reduzida a Geração Hidrelétrica do Nordeste em 576 MWmed, favorecendo a recuperação dos níveis dos reservatórios deste subsistema, como indicado na análise prévia da EARM. O subsistema Norte também apresentou diminuição da Geração Hidrelétrica, mas em menor proporção, 167 MWmed. Os valores de Geração Hidrelétrica por subsistema são detalhados no Apêndice B.

Com o aumento da Geração Hidrelétrica global do SIN é esperada a redução proporcional da Geração Termelétrica, já que a demanda do sistema não foi modificada. Consequentemente, é possível prever a diminuição do Custo Total de Operação, composto principalmente pelo custo variável de combustível das unidades termelétricas, as penalizações por eventuais falhas no atendimento da demanda de energia e por violações de restrições [14].

Na Figura 16, são apresentados os indicativos do nível de Geração Termelétrica total do SIN. Tal como esperado, os resultados do modelo verificaram uma redução importante da Geração Termelétrica de 1.023 MWmed. A análise discriminada por subsistemas permitiu verificar a maior redução no SE/CO seguido pelo N e NE, 561 MWmed, 218 MWmed e 214 MWmed, respectivamente. A menor variação foi no S, onde a Geração Termelétrica diminuiu 31 MWmed. Os valores de Geração Termelétrica discriminados por subsistema são detalhados no Apêndice B.

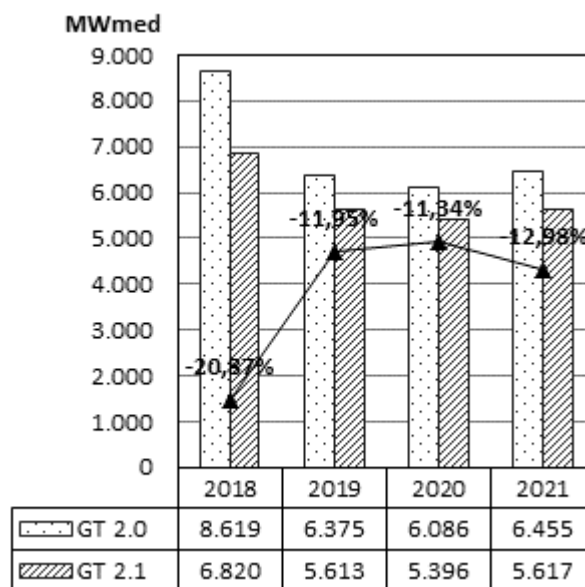


Figura 16: Geração Termelétrica total do SIN.

O Risco de Déficit Anual do SIN foi determinado a partir dos 2.000 cenários possíveis de vazões gerados pelo modelo. Ainda que nos dois casos simulados sejam verificados níveis inferiores ao risco limite atualmente

adotado de 5% [35], o cenário 1.1 apresentou uma redução ainda mais acentuada do risco na maior parte do horizonte, tal como apresentado na Tabela 4.

A análise do Risco de Déficit mensal permitiu identificar a variação deste parâmetro ao longo do tempo. O risco mensal apresenta os valores máximos a partir da segunda metade do ano. Esta variação pode ser atribuída ao comportamento hidrológico sazonal do SIN. Em outras palavras, no período seco compreendido entre os meses de maio e novembro os reservatórios das hidrelétricas reduzem seu nível, diminuindo o potencial de Geração Hidrelétrica e aumentando a probabilidade de ocorrência de déficit no sistema.

Tabela 4: Risco de Déficit Anual (%).

Ano	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Varição (%)
2018	4,35	2,30	-47,13
2019	0,85	0,50	-41,18
2020	0,55	0,65	18,18
2021	0,20	0,15	-25,00

Os resultados do Risco de Déficit mensal do Cenário 1.1 também apresentaram valores inferiores de probabilidade de ocorrência que o cenário de referência. No Apêndice C, encontra-se a evolução mensal do risco ao longo do horizonte.

O objetivo principal do planejamento da operação é minimizar o Custo Total de Operação [36]. Na Tabela 5, são apresentados os Custos Totais de Operação dos dois cenários avaliados. Conforme esperado, em decorrência da redução do nível de Geração Termelétrica do SIN no Cenário 1.1, foi verificada a diminuição do Custo Total de Operação associado. Do mesmo modo, o modelo apresentou uma redução drástica do Custo de Déficit que pode estar relacionada ao aumento da ENA do SIN.

Tabela 5. Custo Total de Operação ($\times 10^6$ \$R).

	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Varição (%)
Geração Térmica	25.882	18.333	-29,17
Déficit	2.308	929	-59,73
Total	28.190	19.262	-31,67

Um dos principais resultados fornecido pelo modelo NEWAVE é o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO é definido como o acréscimo ao custo mínimo de operação do sistema para atender um acréscimo unitário do consumo, medido em R\$/MWh [37]. Em outras palavras, representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado, caso esse ainda

tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga [38]. A relevância deste parâmetro radica em seu papel na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)¹.

Na Tabela 6, é apresentado o CMO médio por subsistema para o horizonte de planejamento 2018-2021. É possível observar a redução significativa do CMO em todos os subsistemas em níveis superiores ao 50%.

Tabela 6. Custo Marginal de Operação (\$R/MWh).

Subsistema	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Varição (%)
1-SE/CO	163,14	61,45	-62,34
2-S	160,45	60,44	-62,33
3-NE	95,85	44,45	-53,62
4-N	94,70	43,86	-53,68

Da análise por subsistema é possível verificar reduções mais acentuadas do CMO no SE/CO e S, subsistemas onde estão localizados os postos fluviométricos das séries corrigidas. Nos subsistemas Nordeste e Norte também diminuiu o CMO; este comportamento estaria relacionado com os valores inferiores de geração térmica em relação ao cenário de referência.

Em síntese, os resultados do modelo para os cenários com correção do histórico de vazão dos postos identificados como não estacionários permitiram verificar o aumento da ENA dos subsistemas associados. Em termos da política operativa definida pelo modelo, foi possível observar o favorecimento da Geração Hidrelétrica trabalhando com os reservatórios mais cheios. Consequentemente, os custos de operação por complementação termelétrica diminuiram.

Uma característica intrínseca a esta metodologia é que, com os reservatórios operando mais cheios o sistema ganha mais segurança para possíveis situações de escassez de recursos. Porém, tem menor reserva para acomodar possíveis vertimentos em situações de cheias.

4. Conclusões

Verificou-se a condição de não estacionariedade em termos da tendência em 55 séries de vazões médias mensais dos aproveitamentos hidroelétricos

¹ O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço utilizado para valorar as quantidades de energia liquidadas no Mercado de Curto Prazo determinado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [39].

localizados nas bacias dos rios Grande, Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguçu. A maior parte das bacias analisadas apresentaram algum tipo de tendência estatisticamente significativa, validando a implementação de uma metodologia de correção simples que retirasse a tendência das séries caracterizadas como não estacionárias.

Avaliou-se o impacto desta correção no modelo de planejamento de médio prazo NEWAVE através de sensibilidades, analisando o comportamento do modelo no passado e as perspectivas da operação do SIN no horizonte 2018-2021.

Verificou-se a degradação dos resultados do modelo quando comparado com os dados efetivamente realizados pelo SEB no horizonte do ano 2017, tanto no cenário simulado com o *deck* original como no cenário com o histórico de vazões corrigido. Este resultado era esperado já que com o aumento do horizonte de planejamento a especificidade na representação das características do sistema elétrico diminui e a incerteza aumenta.

No horizonte 2018-2021, verificou-se o incremento da Energia Natural Afluente nos subsistemas onde estão localizados os postos cujas séries foram corrigidas, assim como a modificação da estratégia operativa a ser implementada pelo modelo. Embora os dois casos estudados apresentaram um Risco Anual de Déficit do SIN inferior ao risco limite de 5% em todo o horizonte de planejamento, a diminuição foi mais acentuada no caso simulado com as vazões corrigidas o que indica o favorecimento da segurança no suprimento de energia elétrica no SIN.

Conclui-se que com a correção das séries não estacionárias os resultados do modelo são mais otimistas em termos da capacidade de geração hidrelétrica e dos níveis de armazenamento dos reservatórios, possivelmente relacionados com previsão de níveis de afluência superiores. Traduzindo numa operação do sistema hidrotérmico com maior segurança e menor custo.

5. Estudos futuros

Recomenda-se ampliar o alcance do estudo da estacionariedade a um número maior de bacias hidrográficas do SIN, aplicando a metodologia de correção da tendência em aquelas caracterizadas como não estacionárias.

Também, seguindo as recomendações da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), graças ao

aperfeiçoamento de modelo em termos de redução do tempo de execução é prevista a implementação da topologia G a partir de Janeiro de 2018, constituída por 4 subsistemas e 12 REEs, isto é, 3 REEs adicionais em relação a configuração atual [40]. Recomenda-se replicar o estudo para verificar possíveis diferenças nos resultados com a mudança na configuração.

Finalmente, sugere-se uma análise mais detalhada do comportamento heterogêneo da bacia do rio Tietê, principalmente sua área nascente que de acordo com os testes estatísticos pode ser considerada estacionária, contrário ao resto da bacia.

Agradecimentos

Agradecemos a Itaipu Binacional por disponibilizar o modelo NEWAVE para realizar as simulações.

Referências

- [1] GENTA, J.; PEREZ-IRIBARREN, G.; MECHOSO, C. R. A recent increasing trend in the streamflow of rivers in southeastern South America. *Journal of Climate*, v. 11, n. 11, p. 2858–2862, 1998.
- [2] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017*. 2017. URL goo.gl/iMiMzO.
- [3] HIPEL, K. W.; McLEOD, A. I. Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems. 2005. URL goo.gl/tSFEKY.
- [4] DEUS, F. D. L. Geração de cenários de energia natural afluente através da adoção da metodologia do Hipercubo Latino. 122 f. 2010. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- [5] MORETTIN, Pedro Alberto; TOLOI, Clélia Maria de Castro. Modelos para previsão de séries temporais. Rio de Janeiro: Instituto de Matemática Pura e Aplicada, 1981. 1 v.
- [6] BATISTA, Alessandra Leite et al. Verificação da estacionariedade de séries hidrológicas no Sul-Sudeste do Brasil. In.: _____ *Anais do XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*. Campo Grande: ABRH, CD-ROM, 2009.
- [7] ZAMBON, Renato Carlos. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional. *Revista USP*, n. 104, p. 133-144, 2015.
- [8] DETZEL, D. H. M. et al. Estacionariedade das aflúncias às usinas hidrelétricas brasileiras. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 16, n. 3, p. 95-111, 2011.
- [9] MÜLLER, Ingrid Illich; KRÜGER, Cláudio Marchand; KAVISKI, Eloy. Análise de estacionariedade de séries hidrológicas na bacia incremental de Itaipu. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 3, n. 4, p. 51-71, 1998.
- [10] BARTIKO, D.; CHAFFE, P. L. B.; BONUMÁ, N. B. Nonstationarity in maximum annual daily streamflow series from southern Brazil. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 22, 2017.
- [11] GUETTER, A. K.; PRATES, J. E. Degrau climático nas séries de vazões das bacias brasileiras. In: _____ *Anais do XII Congresso Brasileiro de Meteorologia*, Foz do Iguçu, 2002. p. 2099–2110.

- [12] MARENGO, J. A. Água e mudanças climáticas. *Estudos avançados*, v. 22, n. 63, 2008.
- [13] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Atualização de Séries Históricas de Vazões - Período 1931 a 2015. Rio de Janeiro, 2016.
URL goo.gl/XEVTks.
- [14] Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). Manual de Referência Modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, 2016.
URL goo.gl/XJSqGR.
- [15] SOUZA, Reinaldo Castro. Nova abordagem para geração de cenários de afluências no planejamento da operação energética de médio prazo. 2010. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- [16] SOUZA, S. A. et al. Análise de Estacionariedade de Séries de Vazões da Bacia Hidrográfica do Rio Paraguai. In: _____ *Anais do XXI Simpósio Brasileiro de Recursos*, Brasília, 2015.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN. Rio de Janeiro, 2017.
URL goo.gl/WD6sdN.
- [18] GUILHON, L. G. F.; ROCHA, V. F.; MOREIRA, J. C. Comparação de métodos de previsão de vazões naturais afluentes a aproveitamentos hidroelétricos. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 12, n. 3, p. 13–20, 2007.
- [19] XAVIER, Priscila Branquinho. Analysis and Comparison of Prediction Models for Energy Planning Flows, Using Time Series. 2009. 71 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2009.
- [20] BESSA, Marcelo R., et al. Projeto Estratégico ANEEL 001/2008: Otimização do despacho hidrotérmico mediante algoritmos híbridos com computação de alto desempenho. Curitiba: LACTEC Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. 2012.
- [21] NAVEIRO, André Provenzano; MAÇAIRA, Paula Medina; OLIVEIRA, Fernando Luiz Cyrino. Energia Natural Afluente por subsistema do Brasil: uma análise de representatividade da Média de Longo Termo (MLT). In: _____ *Anais do XLVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Vitória, 2016. p. 900–910.
- [22] TOZZI, Bruna Kiechaloski Miró. Verificação da estacionariedade de séries hidrológicas de vazões na Bacia do Rio Iguaçu. 2014. 297 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.
- [23] YUE, Sheng; PILON, Paul; CAVADIAS, George. Power of the Mann–Kendall and Spearman's rho tests for detecting monotonic trends in hydrological series. *Journal of Hydrology*, v. 259, n. 1, p. 254–271, 2002.
- [24] R Core Team. R: A Language and Environment for Statistical Computing. Vienna, Austria: R Foundation for Statistical Computing. 2017.
URL goo.gl/RNob.
- [25] THORSTEN, Pohlert. Non-Parametric Trend Tests and Change-Point Detection. 2017.
URL goo.gl/9Rao3i.
- [26] COX, D. R.; STUART, A. Some quick sign tests for trend in location and dispersion. *Biometrika*, v. 42, n.1/2, p. 80-95, 1955.
- [27] NEWBOLD, P.; CARLSON, W. L.; THORNE, B. M. Estadística para administración y economía: 6. Ed. Madrid: Pearson Educación, 2008.
- [28] FARNSWORTH, D. L. A cautionary note concerning the Cox and Stuart test. *Teaching Statistics*, v. 23, n. 3, p. 76-79, 2001.
- [29] NASCIMENTO, M. et al. Teste dos sinais para tendência: uma aplicação em melhoramento de plantas. *Revista Brasileira de Biometria*, v. 26, n. 4, p. 19-30, 2008.
- [30] TRÖGER, F.H.; GONDIM F^o, J.G.C.; NÓBREGA, M.T.; SUGAI, M.V.B. Verificação da Estacionariedade das Séries Anuais de Vazões Naturais das Usinas Hidrelétricas de Três Marias e Sobradinho. In: _____ *Anais do VII Simpósio de Recursos Hídricos do Nordeste*, São Luis-MA, 2004.
- [31] MOREIRA, J. G. do V.; NAGHETTINI, M. Detecção de Tendências Monotônicas Temporais e Relação com Erros dos Tipos I e II: Estudo de Caso em Séries de Precipitações Diárias Máximas Anuais do Estado do Acre. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 31, n. 4, p. 394-402, 2016.
- [32] DOS SANTOS, Cleber Assis, et al. Análise estatística da não estacionariedade de séries temporais de vazão máxima anual diária na bacia hidrográfica do rio pardo. HOLOS, 2016, vol. 7, p. 179-193.
- [33] VALI, Lori. Testes de Hipóteses Não Paramétricos– Departamento de matemática e estatística. Apostila. (UFRGS) Porto Alegre, 2008.
- [34] SOUZA, Saulo Aires de. Avaliação das metodologias para determinação de valores máximos de variáveis hidrológicas: aplicação do método conjugado. 2006. 187 f. Dissertação (Mestrado em Hidráulica e Saneamento) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.
- [35] Volga Consultoria. Conceituação Básica do Custo de Déficit no Brasil. 2014.
- [36] DA SILVA, Thayse Cristina Trajano. Cenários Futuros de Oferta e Demanda de Energia Elétrica; Simulações do Possível Racionamento até 2011. 2008. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- [37] ALVES, Marcela Jacob. Determinação do Preço no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro e valoração de um Derivativo de Energia por Simulação Monte Carlo com Aproximação por Algoritmo Genético. 2011. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [38] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Regras de Comercialização: Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (Anexo). 2012.
URL goo.gl/7ix8Z4.
- [39] NERY, Eduardo, et al. "Mercados e regulação de energia elétrica." Rio de Janeiro: Interciência (2012).
- [40] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Análise da representação das topologias com 9 e 12 reservatórios equivalentes de energia no modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, 2017.
URL goo.gl/6kCcwU.

Anexo 1. Características dos aproveitamentos hidroelétricos

Apêndice A. Gráficos do histórico de vazão mensal (%MLT)

Apêndice B. Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica dos Cenários 1.0, 1.1 e 1.2, no horizonte 2017

Apêndice C. Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica dos Cenários 2.0 e 2.1, no horizonte 2018-2021

Apêndice D. Perspectiva do Risco de Déficit mensal do SIN dos Cenários 2.0 e 2.1, no horizonte 2018-2021

Apêndice E. Custo Marginal de Operação dos Cenários 2.0 e 2.1, no horizonte 2018-2021

Anexo 1. Características dos aproveitamentos hidroelétricos

Na Tabela A.1 são apresentadas as principais características dos postos para cada local de aproveitamento hidrelétrico compreendido dentro da área de estudo. É informado o código de identificação estabelecido pelo ONS para cada local, assim como o tipo de série associada e a bacia à qual pertence. Destacam-se as séries de vazão dos postos artificiais que correspondem à vazão natural levando em consideração as regras de operação, no local ou a montante deste, que possam contribuir na alteração do regime natural do fluxo d'água. Na sequência são especificadas as formulações associadas às regras de operação aplicáveis nas bacias dos rios Grande, Tietê, Paraná, Paranapanema e Iguaçu.

Tabela A.1: Características dos aproveitamentos hidrelétricos [13].

(continua)

Código	Nome do Posto	Bacia	Rio	Tipo de Série	Formulação
1	Camargos	Grande	Grande	Natural	-
2	Itutinga	Grande	Grande	Natural	-
6	Furnas	Grande	Grande	Natural	-
7	Mascarenhas de Moraes	Grande	Grande	Natural	-
8	Estreito (L. C. Barreto)	Grande	Grande	Natural	-
9	Jaguara	Grande	Grande	Natural	-
10	Igarapava	Grande	Grande	Natural	-
11	Volta Grande	Grande	Grande	Natural	-
12	Porto Colômbia	Grande	Grande	Natural	-
14	Caconde	Grande	Grande	Natural	-
15	Euclides Da Cunha	Grande	Pardo	Natural	-
16	Limoeiro	Grande	Pardo	Natural	-
17	Marimbondo	Grande	Grande	Natural	-
18	Água Vermelha	Grande	Grande	Natural	-
34	Ilha Solteira	Paraná	Paraná	Natural	-
37	Barra Bonita	Tietê	Tietê	Artificial	$(237) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
38	Bariri	Tietê	Tietê	Artificial	$(238) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
39	Ibitinga	Tietê	Tietê	Artificial	$(239) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
40	Promissão	Tietê	Tietê	Artificial	$(240) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
42	Nova Avanhandava	Tietê	Tietê	Artificial	$(242) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
43	Três Irmãos	Tietê	Tietê	Artificial	$(243) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
44	Ilha Solteira Equivalente	Paraná	Tietê/Paraná	Artificial	$(244) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
45	Jupiá	Paraná	Paraná	Artificial	$(245) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
46	Porto Primavera	Paraná	Paraná	Artificial	$(246) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$

Tabela A.1: Características dos aproveitamentos hidrelétricos [13].

(continuação)

Código	Nome do Posto	Bacia	Rio	Tipo de Série	Formulação
47	Jurumirim	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
48	Pirajú	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
49	Chavantes	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
50	Lucas Garcez	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
51	Canoas 2	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
52	Canoas 1	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
57	Mauá	Paranapanema	Tibagi	Natural	-
61	Capivara	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
62	Taquaruçu	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
63	Rosana	Paranapanema	Paranapanema	Natural	-
66	Itaipu	Paraná	Paraná	Artificial	$(266) - 0,1 * [(161) - (117) - (118)] - (117) - (118)$
70	Jordão	Iguaçu	Jordão/Iguaçu	Artificial	$(73) - \min[(73) - 10; 173,5 \text{ m}^3/\text{s}]$
71	Santa Clara PR	Iguaçu	Jordão	Natural	-
72	Fundão	Iguaçu	Jordão/Iratim	Natural	-
73	Jordão	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
74	Foz do Areia	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
75	Salto Segredo + Desvio	Iguaçu	Iguaçu	Artificial	$(76) + \min[(73) - 10; 173,5 \text{ m}^3/\text{s}]$
76	Salto Segredo (Gov. Ney Braga)	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
77	Salto Santiago	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
78	Salto Osorio	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
81	Baixo Iguaçu	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
104	Traição	Tietê	Pinheiros	Natural	$(117) + (118)$
109	Pedreira	Tietê	Pinheiros	Natural	(118)
116	Pedras	Cubatão	Rio das Pedras	Natural	$(119) - (118)$
117	Guarapiranga	Tietê	Guarapiranga	Natural	-
118	Billings	Tietê	Pinheiros	Natural	-
119	Billings + Pedras	Tietê/ Cubatão	Pinheiros/Pedras	Natural	$[(118) - 0.185]/ 0.8103$
160	Ponte Nova	Tietê	Tietê	Natural	-
161	Edgard de Souza com tributários	Tietê	Tietê	Natural	-
164	Edgard de Souza sem tributários	Tietê	Tietê	Natural	$(161) - (117) - (118)$
211	Funil-Grande	Grande	Grande	Natural	-
222	Salto Caxias	Iguaçu	Iguaçu	Natural	-
237	Barra Bonita	Tietê	Tietê	Natural	-

Tabela A.1: Características dos aproveitamentos hidrelétricos [13].

(conclusão)

Código	Nome do Posto	Bacia	Rio	Tipo de Série	Formulação
238	Bariri	Tietê	Tietê	Natural	-
239	Ibitinga	Tietê	Tietê	Natural	-
240	Promissão	Tietê	Tietê	Natural	-
242	Nova Avanhandava	Tietê	Tietê	Natural	-
243	Três Irmãos	Tietê	Tietê	Natural	-
244	Ilha Solteira Equivalente	Paraná	Tietê/Paraná	Natural	(34) + (243)
245	Jupia	Paraná	Paraná	Natural	-
246	Porto Primavera	Paraná	Paraná	Natural	-
249	Ourinhos	Parapanema	Parapanema	Natural	-
266	Itaipu	Paraná	Paraná	Natural	-
318	Henry Borden	Atlântico Sudeste	Cubatão	Artificial	$(116) + (117) + (118) + 0,1 * [(161) - (117) - (118)]$
319	Billings	Tietê	Pinheiros	Artificial	$(117) + (118) + 0,1 * [(161) - (117) - (118)]$

Apêndice A. Gráficos do histórico de vazão mensal (%MLT)

Nas Figuras de A.1 a A.3 são apresentados os desenhos dos gráficos de vazão mensal em termos do %MLT de três usinas hidrelétricas localizadas nos rios Tietê, Paranapanema e Iguazu, respectivamente. Estes postos representam o comportamento destas bacias, caracterizadas pela presença de tendências positivas ou crescentes o que sugere um aumento paulatino das vazões ao longo do tempo. Esta condição foi ainda mais evidente ao observar a inclinação da linha de tendência, resultado da análise de regressão linear dos dados de cada série.

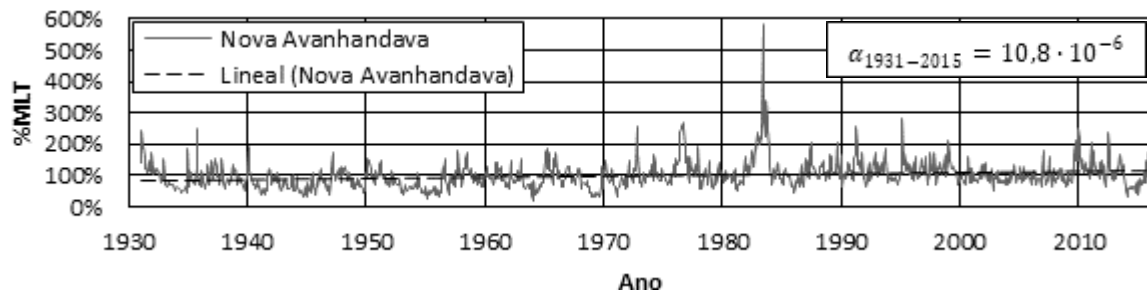


Figura A.1: Histórico de vazão mensal (%MLT) da UHE Nova Avanhandava na bacia do rio Tietê (Cód.: 242).

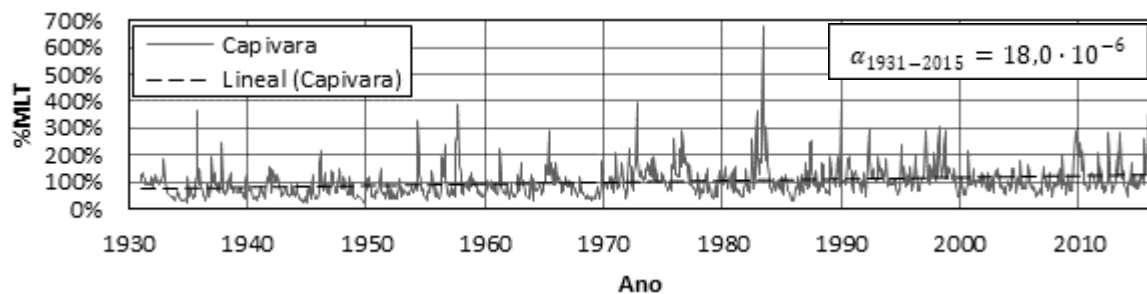


Figura A.2: Histórico de vazão mensal (%MLT) da UHE Capivara na bacia do rio Paranapanema (Cód.: 61).

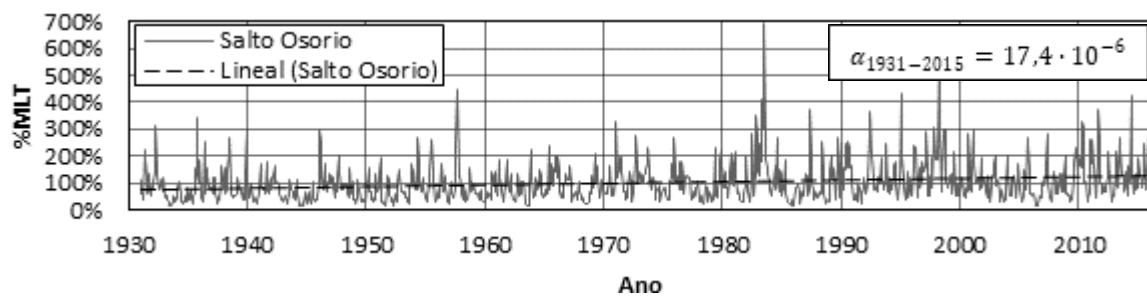


Figura A.3: Histórico de vazão mensal (%MLT) da UHE Salto Osorio na bacia do rio Iguacu (Cód.: 78).

Apêndice B. Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica dos Cenários 1.0, 1.1 e 1.2 no horizonte 2017

Nas Tabelas de B.1 a B.4 a seguir, é apresentada a evolução mensal da Energia Natural Afluente (ENA), Energia Armazenada (EARM), Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica ao longo do ano 2017, nos quatro subsistemas e para cada um dos casos definidos no estudo. Os Cenários 1.0, 1.1 e 1.2 correspondem respectivamente aos dados efetivamente realizados no Sistema Hidrotérmico Brasileiro, aos resultados do modelo no caso original e aos resultados do modelo no caso onde o histórico de vazões foi modificado de acordo com a metodologia proposta.

Tabela B.1: ENA por subsistema no ano 2017 (MWmed).

Cenário 1.0													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	43.926	49.325	45.477	38.854	38.796	33.779	20.006	17.251	12.801	15.858	31.494	44.512	32.673
S	11.755	8.614	6.021	5.529	14.509	28.372	4.263	5.243	2.764	10.971	12.089	6.554	9.724
NE	4.102	4.798	3.428	2.894	1.593	1.561	1.202	1.076	894	695	1.321	5.528	2.424
N	4.272	10.827	14.120	12.774	7.061	3.679	2.298	1.549	1.182	1.045	1.852	4.417	5.423
Cenário 1.1													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	55.691	64.482	63.549	51.143	37.097	30.367	24.618	19.901	19.442	23.158	30.349	46.323	38.843
S	7.279	8.332	6.693	6.494	8.315	10.312	10.957	10.182	12.268	13.358	9.394	7.563	9.262
NE	9.928	12.420	12.381	10.676	6.385	4.313	3.618	3.168	2.855	3.134	5.188	9.805	6.989
N	6.979	11.350	14.112	15.211	10.824	6.008	3.775	2.627	1.990	2.040	3.132	5.957	7.000
Cenário 1.2													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	57.191	66.474	66.432	52.750	38.407	31.646	25.615	20.768	20.254	24.050	31.826	48.483	40.325
S	7.625	8.877	7.591	7.112	8.958	11.067	11.880	10.869	13.055	14.282	10.141	8.142	9.967
NE	9.931	12.430	12.388	10.675	6.378	4.310	3.616	3.167	2.854	3.133	5.187	9.802	6.989
N	6.977	11.349	14.109	15.209	10.816	6.005	3.774	2.626	1.989	2.039	3.132	5.959	6.999

Tabela B.2: EARM por subsistema no ano 2017 (MWmed).

Cenário 1.0													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	75.909	82.112	84.294	85.117	88.088	85.638	77.600	66.083	49.225	35.804	38.098	45.912	67.823
S	12.148	10.381	8.731	8.532	14.409	18.640	14.115	11.390	7.269	9.721	12.053	11.466	11.571
NE	8.898	10.653	11.122	11.134	10.119	9.121	7.795	6.327	4.784	3.108	2.842	6.568	7.706
N	3.658	7.131	9.595	9.921	9.888	9.620	8.911	7.745	4.919	3.160	2.426	3.508	6.707
Cenário 1.1													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	82.780	106.125	127.046	138.177	141.672	140.247	133.685	123.928	112.306	104.161	101.643	108.931	118.392
S	12.666	11.752	10.791	10.875	11.656	13.714	14.793	13.917	14.037	15.462	15.106	14.863	13.303
NE	14.232	22.419	28.193	32.213	33.807	33.626	32.398	30.635	28.300	25.976	25.173	27.793	27.897
N	2.959	5.533	9.349	12.419	14.141	15.003	14.244	11.776	8.358	5.578	3.383	4.009	8.896
Cenário 1.2													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	81.397	103.906	124.963	136.117	139.402	139.101	133.224	122.119	109.811	102.323	101.139	109.840	116.945
S	13.520	14.564	14.620	14.657	15.068	15.568	15.545	15.106	15.197	15.807	14.771	13.845	14.856
NE	14.717	23.316	30.029	34.623	37.066	37.387	36.888	35.610	33.476	31.482	30.566	32.495	31.471
N	3.772	6.498	10.076	12.622	13.853	14.694	14.198	12.591	10.047	7.586	6.419	7.534	9.991

Tabela B.3: Geração Hidrelétrica por subsistema no ano 2017 (MWmed).

Cenário 1.0													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	35.461	36.431	35.236	30.809	29.395	26.889	25.375	25.507	26.493	27.289	28.476	33.718	30.090
S	11.229	10.080	7.593	5.467	5.821	10.570	8.771	7.958	6.680	8.189	9.414	7.286	8.255
NE	2.285	2.263	2.226	2.124	1.988	1.622	1.640	1.634	1.564	1.518	1.567	1.726	1.846
N	5.442	8.426	9.711	8.737	8.394	6.090	3.739	3.012	4.250	2.828	2.669	4.597	5.658
Cenário 1.1													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	37.359	36.030	34.733	32.951	29.590	28.643	29.023	27.655	29.029	30.236	30.717	32.368	31.528
S	6.048	8.818	7.300	5.777	6.181	6.206	7.330	9.512	9.884	9.498	8.663	7.195	7.701
NE	3.003	3.238	5.124	5.238	3.900	3.628	3.773	3.635	3.729	4.067	4.433	4.735	4.042
N	5.930	6.528	6.185	6.559	6.187	5.202	4.873	5.117	5.325	4.683	4.995	4.312	5.491
Cenário 1.2													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	40.219	38.619	36.554	33.695	30.543	28.434	29.287	29.855	30.503	30.428	30.829	32.292	32.605
S	5.524	7.368	7.110	6.321	6.698	7.886	8.759	9.333	10.120	10.510	9.843	8.332	8.150
NE	2.521	2.824	4.093	4.587	3.024	3.098	3.007	3.092	3.455	3.652	4.552	4.915	3.568
N	5.113	6.549	6.226	6.420	6.293	4.973	4.573	4.253	4.474	4.432	4.096	3.718	5.093

Tabela B.4: Geração Termelétrica por subsistema no ano 2017 (MWmed).

Cenário 1.0													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	5.046	4.933	6.684	9.182	9.623	8.018	10.355	11.381	11.496	11.055	10.281	7.498	8.796
S	765	852	1.075	1.231	1.289	1.090	1.063	1.239	1.278	1.716	1.455	1.032	1.174
NE	2.849	2.696	3.136	2.802	2.766	2.340	2.099	3.754	3.482	3.598	3.274	2.901	2.975
N	1.257	937	545	622	854	1.685	2.541	2.493	2.441	2.920	2.842	2.511	1.804
Cenário 1.1													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	4.428	4.115	4.195	4.159	4.049	4.001	3.672	3.373	3.407	3.590	3.588	3.550	3.844
S	557	609	375	853	860	857	825	826	823	625	596	477	690
NE	612	802	751	794	616	631	601	595	603	578	552	512	637
N	1.319	1.195	1.185	1.099	1.130	1.507	1.600	1.676	1.659	1.641	1.596	1.148	1.396
Cenário 1.2													
Subsistema	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
SE/CO	4.004	3.722	3.769	3.752	3.649	3.640	3.391	3.103	3.112	3.298	3.291	3.211	3.495
S	532	582	365	846	851	850	818	818	818	620	590	458	679
NE	439	744	838	907	515	458	453	447	463	467	462	398	549
N	905	928	895	905	947	1.353	1.408	1.489	1.517	1.509	1.479	967	1.192

Apêndice C. Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica dos Cenários 2.0 e 2.1 no horizonte 2018-2021

Nas Tabelas de C.1 a C.16 a seguir, é apresentada a evolução mensal da Energia Natural Afluente (ENA), Energia Armazenada (EARM), Geração Hidrelétrica e Geração Termelétrica ao longo do horizonte compreendido entre os anos 2018 e 2021, nos quatro subsistemas e para cada um dos casos definidos no estudo. Os Cenários 2.0 e 2.1 correspondem respectivamente aos resultados do modelo no caso original e aos resultados do modelo no caso onde o histórico de vazões foi modificado de acordo com a metodologia proposta.

Tabela C.1: ENA subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	55.876	63.530	63.293	50.559	37.390	30.492	24.675	19.712	18.933	22.933	30.441	46.776	38.717
2019	64.559	70.558	68.608	54.601	39.597	32.449	25.881	20.808	20.190	24.009	31.557	48.666	41.790
2020	66.484	70.911	69.298	55.309	40.056	32.447	25.802	20.750	19.972	23.986	31.390	48.057	42.039
2021	65.206	70.118	68.004	54.072	39.259	32.103	25.522	20.457	19.770	23.567	31.025	47.865	41.414

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	58.328	66.890	66.591	53.146	39.436	32.400	26.280	21.072	20.259	24.451	32.316	49.307	40.873
2019	68.021	74.433	72.526	57.379	41.745	34.388	27.509	22.205	21.531	25.588	33.482	51.269	44.173
2020	69.992	74.784	73.270	58.138	42.231	34.341	27.387	22.115	21.275	25.622	33.351	50.643	44.429
2021	68.689	73.975	71.834	56.847	41.427	34.071	27.169	21.868	21.145	25.229	33.008	50.541	43.817

Tabela C.2: ENA subsistema Sul (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7.291	8.353	6.864	6.606	8.777	10.492	11.452	10.114	11.977	13.597	9.415	7.538	9.373
2019	7.710	8.566	7.259	6.862	8.959	10.994	11.639	10.773	12.517	14.056	9.837	7.951	9.760
2020	7.859	8.592	7.402	6.961	8.925	10.526	11.257	10.512	12.233	14.013	9.627	7.927	9.653
2021	7.516	8.347	7.086	6.620	8.582	10.597	11.303	10.623	12.384	13.620	9.607	7.767	9.504

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7.787	9.005	7.600	7.175	9.390	11.224	12.257	10.749	12.725	14.532	10.165	8.117	10.060
2019	8.221	9.216	7.871	7.359	9.530	11.729	12.300	11.402	13.280	15.022	10.615	8.562	10.426
2020	8.388	9.253	8.026	7.488	9.509	11.243	11.892	11.123	12.978	14.990	10.389	8.540	10.318
2021	8.040	9.012	7.726	7.151	9.175	11.336	11.907	11.222	13.122	14.560	10.387	8.380	10.168

Tabela C.3: ENA subsistema Nordeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	10.054	11.816	11.798	10.521	6.221	4.225	3.577	3.134	2.824	3.098	5.140	9.752	6.847
2019	13.476	14.320	14.190	11.660	7.046	4.684	3.894	3.402	3.053	3.329	5.449	10.135	7.887
2020	13.972	14.612	14.613	12.038	7.289	4.778	3.935	3.431	3.062	3.341	5.469	9.972	8.043
2021	13.879	14.609	14.623	11.899	7.189	4.769	3.927	3.417	3.060	3.358	5.454	10.121	8.025

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	10.053	11.813	11.790	10.511	6.222	4.225	3.578	3.135	2.825	3.099	5.140	9.762	6.846
2019	13.487	14.332	14.210	11.663	7.042	4.684	3.894	3.402	3.053	3.330	5.451	10.139	7.891
2020	13.984	14.624	14.623	12.050	7.297	4.781	3.937	3.433	3.063	3.342	5.471	9.986	8.049
2021	13.889	14.599	14.595	11.884	7.181	4.764	3.924	3.415	3.058	3.354	5.447	10.119	8.019

Tabela C.4: ENA subsistema Norte (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7.302	18.518	22.938	23.958	19.029	10.285	5.161	3.165	2.248	2.371	3.993	8.337	10.609
2019	15.459	21.996	25.456	25.435	19.800	10.728	5.383	3.344	2.387	2.508	4.201	8.683	12.115
2020	15.961	22.349	25.848	25.837	20.082	10.727	5.383	3.341	2.382	2.512	4.194	8.537	12.263
2021	15.582	22.110	25.514	25.503	19.788	10.683	5.349	3.322	2.375	2.506	4.168	8.327	12.102

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7.288	18.515	22.926	23.957	19.024	10.291	5.166	3.167	2.249	2.371	4.000	8.344	10.608
2019	15.461	22.001	25.464	25.449	19.808	10.727	5.387	3.346	2.389	2.509	4.201	8.676	12.118
2020	15.948	22.350	25.858	25.855	20.096	10.729	5.381	3.341	2.382	2.514	4.197	8.548	12.267
2021	15.573	22.096	25.514	25.504	19.795	10.676	5.349	3.322	2.375	2.504	4.169	8.325	12.100

Tabela C.5: EARM subsistema Sudeste (GWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	57,0	82,0	106,2	120,6	127,4	130,7	128,7	121,5	112,4	107,1	107,8	117,0	109,9
2019	134,8	153,5	168,4	177,1	179,6	179,2	175,9	166,2	154,9	146,6	142,7	146,6	160,5
2020	159,4	173,2	183,9	192,3	193,5	192,5	188,8	179,8	166,2	156,1	150,9	154,2	174,2
2021	165,3	177,9	187,6	194,9	195,5	193,9	187,5	173,2	157,3	143,9	138,0	146,5	171,8

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	47,4	73,3	98,0	113,5	121,0	124,2	120,5	111,1	100,2	93,9	94,0	104,2	100,1
2019	124,6	145,9	162,7	173,3	176,3	176,0	173,0	165,3	154,8	146,9	143,2	145,0	157,2
2020	156,9	170,9	181,7	190,5	191,9	190,7	184,9	172,1	158,0	148,5	144,4	149,8	170,0
2021	162,5	176,2	185,9	193,8	194,5	192,5	185,6	174,3	159,5	146,7	140,1	147,6	171,6

Tabela C.6: EARM subsistema Sul (GWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	11,2	10,9	10,5	11,2	12,6	13,3	13,6	13,4	14,1	15,4	14,6	14,5	12,9
2019	15,0	15,6	15,7	16,4	16,5	16,5	15,7	15,4	15,5	17,1	16,7	17,2	16,1
2020	17,8	18,4	18,7	18,8	18,9	18,3	16,4	14,7	15,2	16,0	16,0	16,6	17,2
2021	17,1	17,8	18,1	18,3	18,3	17,6	16,7	15,9	14,8	17,2	17,7	17,5	17,2

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	13,8	13,8	13,6	13,5	14,1	14,3	14,2	13,6	13,9	15,3	15,1	14,6	14,1
2019	14,4	14,9	15,1	15,1	15,5	15,5	14,6	13,3	13,6	15,6	15,8	16,5	15,0
2020	17,2	17,8	18,2	18,2	18,3	17,9	16,7	15,9	15,6	16,5	16,7	16,6	17,1
2021	17,0	17,5	18,1	18,2	18,1	17,7	15,3	13,0	12,4	14,8	15,8	15,9	16,2

Tabela C.7: EARM subsistema Nordeste (GWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7,2	14,2	21,0	26,6	28,5	27,8	24,6	20,9	17,1	14,1	13,6	17,5	19,4
2019	24,4	31,4	36,2	40,4	43,0	42,5	39,4	35,9	32,3	29,2	28,5	30,9	34,5
2020	34,9	38,4	40,7	43,8	45,8	44,7	41,6	37,7	33,3	29,7	28,0	30,1	37,4
2021	34,5	38,2	40,6	43,8	45,6	44,2	40,0	35,6	31,3	27,5	25,9	28,6	36,3

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	11,5	19,3	26,5	32,3	34,4	34,3	33,2	31,5	29,1	26,9	26,3	28,8	27,8
2019	34,0	38,1	40,6	44,0	46,7	46,7	45,7	44,2	41,7	39,0	36,9	37,0	41,2
2020	39,3	41,1	42,4	45,4	47,3	46,7	45,3	43,0	40,1	37,2	35,6	35,8	41,6
2021	38,6	40,7	42,1	45,1	47,0	46,4	45,1	43,1	40,3	37,2	35,3	36,9	41,5

Tabela C.8: EARM subsistema Norte (GWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	2,5	5,4	9,2	12,5	14,3	15,1	14,7	12,4	9,1	6,1	4,0	4,0	9,1
2019	6,3	9,6	12,1	13,5	14,5	15,3	15,5	14,2	11,9	9,9	9,1	9,6	11,8
2020	11,2	12,8	13,6	14,1	14,7	15,4	15,1	12,0	9,6	8,1	7,4	8,5	11,9
2021	10,4	12,4	13,5	14,1	14,7	15,5	15,7	15,3	14,2	12,0	9,7	8,9	13,0

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	3,3	5,8	9,4	12,4	14,2	15,0	14,3	12,3	9,4	6,6	4,6	4,7	9,3
2019	6,8	10,2	12,5	13,5	14,4	15,2	14,1	10,4	6,8	4,4	3,6	4,9	9,7
2020	8,3	11,7	13,3	14,0	14,6	15,4	15,4	14,5	12,7	11,0	10,1	10,7	12,6
2021	11,6	12,9	13,7	14,1	14,7	15,4	15,4	11,6	8,1	5,6	3,7	4,0	10,9

Tabela C.9: Geração Hidrelétrica subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	28.682	32.466	31.363	29.320	26.594	24.240	24.347	24.966	25.955	27.102	28.041	31.401	27.873
2019	36.956	38.405	36.823	34.990	30.722	28.674	27.027	28.473	29.438	31.385	33.092	34.745	32.561
2020	39.262	40.459	39.016	36.022	32.746	29.503	27.331	27.670	31.496	33.224	34.984	36.881	34.049
2021	41.619	42.473	40.960	37.348	33.738	30.437	29.785	32.708	33.523	36.075	35.745	36.608	35.918

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	33.323	34.569	33.585	30.348	27.499	26.031	27.638	28.349	29.082	29.577	30.142	31.979	30.177
2019	36.621	38.275	36.913	34.610	31.526	29.947	28.271	27.828	30.009	32.586	33.728	36.036	33.029
2020	40.418	41.204	39.630	36.795	33.551	31.097	30.946	32.866	33.302	34.185	35.463	36.390	35.487
2021	41.621	42.845	41.613	38.111	34.720	32.447	31.851	31.102	33.823	37.140	37.740	38.302	36.776

Tabela C.10: Geração Hidrelétrica subsistema Sul (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	8.403	8.033	6.915	5.311	5.845	7.784	8.235	8.855	9.464	9.837	9.079	7.042	7.900
2019	6.573	7.128	6.562	5.272	7.002	8.069	9.481	9.578	10.378	9.924	8.711	6.608	7.940
2020	6.580	6.963	6.503	5.895	6.434	8.341	10.646	10.725	9.932	10.756	8.526	6.585	8.157
2021	6.460	6.855	6.181	5.600	6.376	8.690	9.863	9.951	11.500	9.050	8.155	7.486	8.014

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	7.850	8.380	7.347	6.588	6.962	8.535	8.898	9.686	10.141	10.213	8.984	7.894	8.457
2019	7.788	7.685	6.941	6.296	7.149	8.370	9.990	10.855	10.617	9.851	8.541	6.767	8.404
2020	6.877	7.460	6.915	6.247	6.819	8.465	10.140	10.207	11.097	11.048	8.825	7.696	8.483
2021	7.091	7.503	6.465	5.958	6.811	8.772	11.588	11.791	11.484	9.630	8.051	7.583	8.561

Tabela C.11: Geração Hidrelétrica subsistema Nordeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	5.784	3.887	3.939	3.661	3.393	4.092	5.782	5.601	5.318	4.896	4.476	4.140	4.581
2019	4.516	4.174	4.893	4.745	3.333	3.999	5.799	5.473	5.122	5.034	4.447	4.710	4.687
2020	6.402	5.919	6.229	5.731	4.230	4.737	5.821	5.897	5.874	5.434	5.637	5.627	5.628
2021	6.479	6.021	6.413	5.924	4.334	5.044	6.940	6.448	5.762	5.665	5.667	5.903	5.883

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	3.291	3.040	3.371	3.321	3.176	3.379	3.549	3.579	3.721	3.945	4.119	4.467	3.580
2019	5.220	5.327	5.808	5.152	3.299	3.440	3.627	3.451	3.829	4.396	5.023	5.168	4.478
2020	6.904	6.371	6.559	5.792	4.211	4.192	4.137	4.221	4.318	4.598	5.183	5.905	5.199
2021	6.950	6.490	6.703	5.937	4.221	4.235	3.972	3.912	4.204	4.854	5.527	6.243	5.271

Tabela C.12: Geração Hidrelétrica subsistema Norte (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	3.821	10.016	11.214	11.416	11.339	8.759	5.868	5.559	5.444	5.243	5.815	7.161	7.638
2019	8.901	9.400	9.043	9.306	10.081	7.749	5.384	4.771	4.618	4.421	4.922	7.031	7.136
2020	8.329	8.908	8.755	9.657	10.198	8.109	5.982	6.447	4.729	3.855	4.661	6.552	7.182
2021	8.767	9.630	9.480	10.727	11.435	8.738	5.418	3.770	3.462	4.697	6.464	8.048	7.553

Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	4.767	10.551	11.042	11.244	11.173	8.627	6.048	5.244	5.039	5.007	5.731	6.828	7.609
2019	8.410	8.538	8.340	8.808	9.766	7.494	6.711	6.982	5.915	4.708	4.599	5.909	7.182
2020	7.140	7.787	7.854	8.871	9.491	7.717	5.550	4.278	4.127	4.202	5.022	6.462	6.542
2021	8.380	8.740	8.775	10.145	10.764	8.401	5.712	7.107	5.760	4.922	5.656	6.843	7.601

Tabela C.13: Geração Termelétrica subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	6.373	5.025	4.557	5.135	4.726	4.638	4.397	4.301	4.260	4.400	4.349	4.235	4.700
2019	3.919	3.743	3.683	3.503	3.275	3.288	3.268	3.229	3.214	3.189	3.152	3.108	3.381
2020	3.114	3.059	3.009	2.967	3.022	3.196	3.287	3.175	3.130	3.095	3.055	3.110	3.102
2021	3.066	3.054	2.944	3.048	3.019	3.240	3.378	3.300	3.311	3.295	3.252	3.174	3.173
Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	4.966	3.880	3.425	3.963	3.563	3.490	3.262	3.204	3.270	3.563	3.507	3.447	3.628
2019	3.300	3.278	3.248	3.133	2.870	2.857	2.818	2.793	2.801	2.793	2.792	2.764	2.954
2020	2.788	2.771	2.779	2.756	2.793	2.832	2.815	2.722	2.746	2.752	2.729	2.742	2.769
2021	2.735	2.748	2.666	2.744	2.684	2.771	2.820	2.807	2.807	2.78	2.799	2.771	2.762

Tabela C.14: Geração Termelétrica subsistema Sul (MWmedio).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	659	574	550	829	814	814	786	786	781	778	931	722	752
2019	948	843	840	774	573	677	740	739	738	738	809	807	769
2020	799	807	804	760	551	691	771	770	769	769	831	831	763
2021	824	830	1.037	979	763	951	1.040	1.032	1.027	1.024	1.080	1.067	971
Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	592	472	459	783	773	777	743	744	742	739	907	646	698
2019	934	816	813	756	567	672	723	722	722	722	798	797	754
2020	791	797	797	752	549	687	755	755	754	755	830	828	754
2021	822	828	1.020	950	738	893	954	952	952	956	1.027	1.025	926

Tabela C.15: Geração Termelétrica subsistema Nordeste (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	2.271	1.685	1.326	1.296	1.068	1.081	1.256	1.229	1.234	1.189	1.127	942	1.309
2019	830	677	738	653	683	729	782	765	770	755	763	735	740
2020	772	704	677	657	680	764	816	783	809	832	808	773	756
2021	763	730	729	712	729	846	877	882	873	900	880	833	813
Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	1.621	1.246	1.022	960	845	825	861	844	826	795	753	722	943
2019	666	606	616	561	590	600	604	612	606	607	604	594	606
2020	598	593	583	582	594	607	610	604	603	616	614	592	600
2021	595	595	600	599	611	622	629	622	629	621	626	620	614

Tabela C.16: Geração Termelétrica subsistema Norte (MWmed).

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	2.413	2.063	1.805	1.492	1.408	1.849	1.960	1.996	1.984	1.929	1.883	1.528	1.859
2019	1.447	1.191	1.102	1.071	1.113	1.673	1.763	1.787	1.788	1.784	1.734	1.374	1.486
2020	1.265	1.160	1.122	1.101	1.183	1.751	1.813	1.710	1.718	1.720	1.698	1.346	1.466
2021	1.308	1.214	1.161	1.161	1.251	1.724	1.773	1.753	1.747	1.762	1.741	1.380	1.498
Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
2018	1.998	1.615	1.444	1.258	1.212	1.609	1.657	1.681	1.667	1.647	1.610	1.211	1.551
2019	1.153	1.035	1.006	996	1.016	1.485	1.511	1.576	1.588	1.584	1.554	1.096	1.300
2020	1.032	1.003	1.000	996	1.037	1.493	1.516	1.525	1.524	1.531	1.531	1.089	1.273
2021	1.091	1.055	1.063	1.056	1.097	1.530	1.548	1.551	1.549	1.556	1.559	1.116	1.314

Apêndice D. Perspectiva do Risco de Déficit mensal do SIN dos Cenários 2.0 e 2.1 no horizonte 2018-2021

Na Tabela D.1 é apresentada a evolução mensal do Risco de Déficit do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os Cenários 2.0 e 2.1 correspondem, respectivamente, aos resultados do caso original ou sem alterações e do caso no qual foi modificado o histórico de vazões para a correção da condição de não estacionariedade.

Tabela D.1: Risco de Déficit Mensal (%) do SIN.

Cenário 2.0													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	
2018	0,10	0,55	1,15	1,05	0,45	0,50	0,75	1,00	1,45	2,15	1,65	0,80	
2019	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,15	0,10	0,45	0,45	0,45	0,10	
2020	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,30	0,40	0,35	0,10	
2021	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,20	0,05	0,00	
Cenário 2.1													
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	
2018	0,10	0,30	0,35	0,50	0,15	0,05	0,20	0,30	0,60	0,70	0,75	0,25	
2019	0,10	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,15	0,15	0,30	0,10	
2020	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,40	0,45	0,00	
2021	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,05	0,00	

Apêndice E. Custo Marginal de Operação dos Cenários 2.0 e 2.1 no horizonte 2018-2021

Na Tabela E.1 é apresentada a evolução do Custo Marginal de Operação por subsistema ao longo do horizonte 2018-2021. Os cenários 2.0 e 2.1 correspondem, respectivamente, aos resultados do caso original ou sem alterações e aos resultados do caso onde foi modificado o histórico de vazões para a correção da condição de não estacionariedade.

Tabela E.1: Custo Marginal de Operação por subsistema (\$R/MWh).

Ano	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Cenário 2.0	Cenário 2.1	Cenário 2.0	Cenário 2.1
2018	407,63	159,12	401,49	156,53	208,72	116,63	202,55	109,65
2019	105,76	33,09	104,11	32,47	59,55	18,65	53,72	17,5
2020	67,75	25,61	66,2	25,23	54,6	18,64	59,63	23,35
2021	71,43	27,96	69,99	27,53	60,51	23,89	62,88	24,94