



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ESTUDO DOS IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES NO PERFIL DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO SIN**

<b>Claudio A. Villegas Vallejos* LACTEC</b>	<b>Daniel H. Marco Detzel LACTEC</b>	<b>Marcelo Rodrigues Bessa LACTEC/UFPR</b>	<b>Miriam R. Moro Mine UFPR</b>	<b>Eloy Kaviski UFPR</b>
<b>Márcio Luís Bloor COPEL G&amp;T</b>	<b>Carlos F. Bley Carneiro COPEL G&amp;T</b>	<b>João P. Fernandes Estrócio CESP</b>	<b>Marcela Mendes Martins AES BRASIL</b>	<b>Grazziano Moterani CEMIG G&amp;T</b>

**RESUMO**

O presente trabalho busca fazer uma análise geral sobre o panorama de geração de energia hidrelétrica no SIN para os próximos anos. Em meio à possível perda na capacidade de regularização das usinas, o enfoque dado neste estudo é a capacidade de armazenamento de energia no sistema. Um modelo estocástico para geração de séries sintéticas de energia é empregado para estimar proporção entre energia controlável e energia natural afluyente. Análises relacionadas à demanda prevista para o período de 2010-2019 complementam este estudo. Os resultados confirmam a tendência de perda de capacidade de regularização, o que aponta para uma maior participação de usinas térmicas no SIN.

**PALAVRAS-CHAVE**

Regularização, Planejamento, Expansão, Autorregressivo.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O Brasil é um país privilegiado em termos de recursos hídricos disponíveis para uso. No campo da geração de energia, a predominância de usinas hidrelétricas sobre as demais fontes é bastante acentuada. Como demonstra o Plano Decenal da Expansão da Energia (3), a expansão do sistema de geração privilegia a construção de usinas hidrelétricas. No entanto, surgem preocupações relativas ao tipo de usinas que serão construídas: ao invés de usinas com grandes reservatórios de regularização, a expansão prevê a instalação de um elevado número de usinas a fio d'água, que não possuem reservatórios com volume útil para armazenar as vazões afluentes.

A avaliação da totalidade dos impactos causados pela perda de regularização do sistema é difícil, devido principalmente à complexidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e ao número de variáveis envolvidas. Por esse motivo, a literatura relacionada ao assunto é escassa, sendo quase toda formada por notícias, documentos ou seminários. Citam-se como exemplo, os artigos de Medeiros (10) e Francellino (7), veiculados em mídias especializadas, o estudo de Abbud e Tancredi (1) e o seminário apresentado por Veiga e Kelman (11).

O presente artigo teve por objetivo avaliar o impacto sobre o subsistema Sul da expansão hidrelétrica baseada em usinas a fio d'água. Para tanto, foram utilizadas configurações do sistema para o período atual (dezembro de 2010) e para horizonte projetado pelo Plano Decenal da Expansão da Energia ao final de 2019. O método de agregação dos reservatórios utilizado pelo modelo oficial de despacho hidrotérmico (5) foi empregado. Primeiramente, o estudo foi baseado em índices determinísticos, ou seja, utilizando informações da série histórica de afluentes. Com base nos primeiros resultados, estruturou-se um modelo estocástico para geração de séries sintéticas de energia natural, na intenção de simular duas variáveis: a parcela da participação da energia controlável (aquela

armazenada nos reservatórios) na energia natural afluyente total e a geração em termos de energia média, para comparação com a demanda projetada.

O artigo está estruturado da seguinte forma: o item 2.0 traça todo o panorama do parque gerador de energia elétrica no Brasil; o item 3.0, e todos os seus subitens, se referem ao estudo de caso propriamente dito, com a estruturação do modelo estocástico, aplicação das simulações e exposição dos resultados; o item 4.0 tem por objetivo discutir os resultados obtidos e relacioná-los com as possíveis consequências do aumento do número de usinas a fio d'água no subsistema Sul; por fim, o item 5.0 conclui o artigo, com sugestões de pontos relevantes a serem tratados em estudos futuros.

## 2.0 - PANORAMA DO PARQUE GERADOR BRASILEIRO

Sabe-se que o perfil do parque gerador brasileiro possui forte predominância de usinas hidrelétricas e termelétricas, porém, o crescimento da geração proveniente de fontes alternativas é notável. A versão mais recente do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2019, (3)) apresenta a capacidade instalada por tipo de fonte em 31/12/2009: (i) hidrelétrica de grande porte, responsável por 71,7%;(ii) termelétrica e termonuclear, com 14,7%; (iii) fontes alternativas, englobando usinas eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, com 7,4%. A parcela restante (6,1%) é representada predominantemente pela importação de energia elétrica gerada em Itaipu do lado paraguaio.

A predominância da geração hidrelétrica no Brasil, ao que tudo indica, irá permanecer, visto que a expansão planejada do sistema prioriza as usinas hidrelétricas (3). No entanto, o projeto das novas usinas prevê a construção de muitos reservatórios a fio d'água. Em dezembro de 2010, o parque hidrelétrico conta com 54 usinas de regularização, responsáveis por aproximadamente 56% potência de geração, contra 65 usinas a fio d'água, responsáveis pelos 44% restantes. Ao expandir o horizonte para 2019, há uma inversão: a previsão é de entrada de 20 novas usinas de regularização contra 42 novas usinas a fio d'água (3). As usinas de regularização crescerão somente 25% em termos de potência, enquanto os 75% restantes serão instalados em usinas a fio d'água. Além das mudanças citadas, é importante ressaltar que os grandes reservatórios existentes estão diminuindo sua capacidade de regularização, frente a restrições ambientais. A perda de capacidade de regularização implica que os reservatórios estão perdendo sua característica plurianual, limitando-se a ciclos intra- anuais.

Os fatos supramencionados repercutem diretamente na energia garantida do sistema, que passa a ser mais susceptível às variações sazonais das vazões afluentes às usinas hidrelétricas. A consequência direta é o aumento da participação das usinas térmicas para suprir estas limitações e garantir o atendimento à demanda , encarecendo a operação do sistema como um todo.

Face ao exposto, procurou-se estudar o impacto da perda progressiva da capacidade de regularização e expansão baseada em reservatórios a fio d'água em um subsistema específico, a ser detalhado na próxima seção.

## 3.0 - ESTUDO DE CASO

Considerando os números e argumentos apresentados, um estudo de caso foi elaborado na intenção de verificar o grau de alterações no perfil de geração hidrelétrica no subsistema Sul. As usinas, tanto em operação em dezembro de 2010, quanto projetadas no plano de expansão PDE 2019 (3), são listadas na Tabela 1.

Em dezembro de 2010, o subsistema Sul possuía 23 usinas atualmente em operação. Destas, 13 são usinas a fio d'água e 10 possuem reservatório de regularização, totalizando um volume útil de aproximadamente 16.900 hm³. Considerando somente as usinas projetadas no PDE 2019 (3), a divisão fica em 10 usinas a fio d'água e apenas 4 usinas de regularização, somando um volume útil de aproximadamente 4.000 hm³. Avaliando o cenário ao final de 2019, ter-se-ão 23 usinas a fio d'água e 14 com capacidade de regularização, resultando em um volume útil que se aproxima de 21.000 hm³.

Tabela 1 – Usinas do Subsistema Sul

Em operação até 2010			
Código ONS - Nome	Tipo	Código ONS – Nome	Tipo
71 – Santa Clara	Regularização	94 – Monjolinho	Fio d'Água
72 – Fundão	Fio d'Água	95 – Quebra Queixo	Regularização
74 – Foz do Areia	Regularização	97 – Castro Alves	Fio d'Água
76 – Segredo	Regularização	98 – Monte Claro	Fio d'Água
77 – Salto Santiago	Regularização	99 – 14 de Julho	Fio d'Água
78 – Salto Osório	Fio d'Água	111 – Passo Real	Regularização
82 – Salto Caxias	Fio d'Água	112 – Jacuí	Fio d'Água

86 – Barra Grande	Regularização	113 – Itaúba	Fio d'Água
90 – Campos Novos	Regularização	114 – Dona Francisca	Fio d'Água
91 – Machadinho	Fio d'Água	115 – Gov. Parigot de Souza	Regularização
92 – Itá	Fio d'Água	215 – Salto Pilão	Fio d'Água
93 – Passo Fundo	Regularização		
Projeção PDE 2019 (1)			
Código ONS - Nome	Tipo	Código ONS – Nome	Tipo
57 – Mauá	Regularização	101 – São José	Fio D'Água
56 – Telêmaco Borba	Fio D'Água	102 – Passo São João	Fio D'Água
75 – Salto Grande Chopim	Fio D'Água	103 – Foz do Chapecó	Fio D'Água
80 – São João	Fio D'Água	560 – São Roque	Regularização
81 – Cachoeirinha	Fio D'Água	561 – Garibaldi	Fio D'Água
83 – Baixo Iguaçu	Fio D'Água	574 – Itapiranga	Fio D'Água
85 – Pai Querê	Regularização	575 – Tijucu Alto	Regularização

Para uma análise mais detalhada acerca da relação entre usinas de regularização e a fio d'água no subsistema Sul, utilizou-se um índice, calcado na razão entre o volume útil total dos reservatórios de regularização ( $m^3$ ) e o engolimento máximo das turbinas ( $m^3/s$ ) de todas as usinas consideradas no estudo. O resultado é um número com unidade de tempo, cujo significado físico pode ser interpretado como o tempo que os reservatórios das usinas de regularização levariam para esvaziar completamente o volume útil, caso todas as turbinas funcionassem com a capacidade máxima. Não são contabilizadas vazões afluentes no período, tampouco perdas por vertimento. Considerando as usinas em operação em dezembro de 2010, o tempo necessário para esvaziamento do volume útil dos reservatórios é de 12,7 dias. Já para o cenário projetado em 2019, a razão cai para 9,5 dias, o que representa uma diminuição de 25,2%.

Outra análise interessante se refere à separação da energia controlável (armazenada em reservatórios de regularização) e da energia natural afluente. Esta relação é parte integrante do modelo oficial (5) e é necessária, pois a energia natural afluente contabiliza a soma da energia controlável e da energia a fio d'água. Assim, pode-se definir matematicamente uma expressão que determina a participação média da energia controlável na energia natural afluente. Com os dados expostos nos parágrafos anteriores, é de se esperar que esta participação diminua, pois o número de usinas a fio d'água que entrarão em operação é predominante sobre a quantidade de usinas com capacidade de regularização.

A análise foi feita inicialmente utilizando as séries históricas e aplicada a períodos de 60 meses, horizonte de médio prazo utilizado nos estudos de planejamento da operação atuais. Inicialmente, selecionou-se o período crítico para o qual se determina a energia firme das usinas hidrelétricas brasileiras: 1952 a 1956. Na configuração até 2010, a participação da energia controlável representou 83,9%, enquanto que no cenário projetado para 2019 (1) essa porcentagem cai para 78,2% (queda de 5%). Na sequência, o mesmo cálculo foi feito para o período de 1997 a 2001, resultando em 85,0% de participação da energia controlável na configuração de 2010 e 76,9% no horizonte de 2019 (queda de 8,1%). Claramente, em termos de energia, esses índices representam uma diminuição expressiva da participação da energia controlável na energia natural afluente para o subsistema Sul.

Sabe-se que os estudos em termos determinísticos têm um grau de limitação, principalmente relacionado com a impossibilidade de se criar cenários hidrológicos que, eventualmente, venham a ocorrer. Uma ferramenta muito útil para superar esse obstáculo é a aplicação de modelos estocásticos às séries históricas; uma vez ajustados, esses modelos são capazes de gerar séries sintéticas com a mesma probabilidade de ocorrência dos registros históricos. O próprio modelo oficial possui um módulo específico para a geração de séries sintéticas, na intenção de analisar diferentes cenários (5). Com objetivo de aprofundar a análise proposta no presente trabalho, um modelo estocástico é ajustado, porém com formulação diferente do existente no atual modelo de despacho hidrotérmico. Seus detalhes e procedimentos para as simulações são explicados nas próximas seções.

### 3.1 Modelo para geração de séries sintéticas

Para a execução das simulações, um modelo de geração de séries sintéticas de energias foi empregado. Estas energias possuem a característica peculiar de apresentar correlações na escala temporal, justificando o uso de modelos autorregressivos. Entretanto, a formulação do modelo aplicado difere daquele utilizado pelo modelo oficial de despacho hidrotérmico vigente. O módulo de geração de séries sintéticas do modelo oficial se trata de uma formulação autorregressiva periódica, cuja descrição está disponível em (5).

No presente estudo, a formulação do modelo autorregressivo foi adotada de forma a tirar vantagem da característica de perda de regularização. O fato das correlações intra-anuais preponderarem sobre as interanuais permite que se utilizem modelos menos complexos para a representação do sistema. O modelo escolhido para tal objetivo é um autorregressivo de ordem  $p$ , abreviado AR( $p$ ). Sua formulação é consagrada na literatura e pode ser consultada em Box *et. al* (2) ou Hipel e McLeod (9).

Outra diferença a ser ressaltada se refere à sazonalidade das séries. Como a escala de geração é mensal, ao invés de ajustar um modelo periódico, optou-se por retirar a característica sazonal (através de um procedimento

conhecido por *dessazonalização* – ver (9)) e trabalhar com uma série contínua, sem preocupações relativas às especificidades hidrológicas de cada mês. Depois de geradas as séries, os parâmetros sazonais são novamente incluídos.

Um passo importante no tocante às séries históricas se refere às eventuais mudanças de tendência, principalmente devido às alterações no uso do solo. Este fenômeno é identificado como não estacionariedade das afluições e se refere à variação temporal dos principais momentos estatísticos. Em estudo desenvolvido por Detzel *et al.* (6) todas as afluições das usinas existentes até o ano de 2007 foram submetidas a testes estatísticos para identificação de tendências. O resultado foi um aumento de cerca de 20% no volume das vazões afluentes aos reservatórios do SIN. Em particular, o subsistema Sul teve todas as suas usinas com indícios de não estacionariedade. Para o modelo de geração aplicado no presente trabalho, as tendências foram retiradas das séries aplicando-se um procedimento de correção (ver (6)).

### 3.2 Simulações realizadas

Uma vez ajustado e validado o modelo AR(p), as séries sintéticas são geradas e aplicadas aos estudos desejados. Apesar da formulação diferenciada em relação ao modelo oficial, optou-se por trabalhar diretamente com geração de séries de energias afluentes ao reservatório agregado do subsistema Sul. Três foram as configurações estudadas: (i) usinas em funcionamento até 2010; (ii) somente usinas a serem construídas no período 2010 a 2019 e (iii) total de usinas previstas ao final de 2019. A listagem das usinas pode ser conferida na Tabela 1. Dando continuidade à análise determinística apresentada anteriormente, a primeira variável simulada foi a participação da energia controlável na energia natural afluente. Mesmo considerando somente os elementos da série histórica, notou-se que houve uma variação nesse índice, fato motivador para a realização de simulações com uma multiplicidade de séries sintéticas.

A segunda etapa de simulações tratou de uma análise em conjunto com as demandas no ano de 2010 e projetada no horizonte 2019. As informações foram, mais uma vez, coletadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (5) e se referem à carga de energia, ou seja, à soma do consumo de energia elétrica com perdas. Ainda segundo o documento, este indicador representa a condição de geração para atendimento ao mercado consumidor. No ano de 2010, a carga de energia foi de 9.189 MW médios para o subsistema Sul. No horizonte de 2019, este indicador se eleva para 13.332 MW médios, representando um crescimento de aproximadamente 45%. Intencionou-se com as simulações saber se a expansão hidrelétrica projetada atenderá a demanda esperada ao final do horizonte de estudo. Ressalta-se que as simulações foram feitas considerando que todas as usinas previstas no PDE 2019 estejam construídas e em funcionamento.

### 3.3 Resultados

O primeiro passo após a correção das séries não estacionárias foi a estimação da ordem do modelo autorregressivo a ser usado. Seguindo recomendações encontradas na literatura especializada ((2) e (9)), foram empregados métodos específicos para tal objetivo, calcados na análise das funções de autocorrelações parciais das séries históricas. Em conformidade com o propósito de se trabalhar com um modelo parcimonioso, selecionou-se ordem um, ou seja, as simulações foram realizadas com um modelo AR(1). Dessa maneira, considerou-se que as séries de energias em um determinado mês somente dependiam das observações do mês imediatamente anterior.

O uso de um modelo AR(1) levanta dúvidas quanto ao seu desempenho na geração das séries sintéticas. Por esse motivo, outros exames de validação foram feitos, analisando os resíduos obtidos, as estatísticas de curto termo (média, desvio padrão, assimetria, autocorrelações de *lags* 1 e 2, mínimos e máximos das séries) e as estatísticas de longo termo (máximo déficit acumulado). Esse procedimento é também consagrado na literatura especializada para o diagnóstico da performance do modelo estocástico (recomenda-se consulta a Haltiner e Salas (8)). Em todos esses exames, o desempenho foi considerado satisfatório para a geração das séries sintéticas de energia natural. Vale lembrar que, ao se trabalhar com séries dessazonalizadas, o nível de complexidade do modelo diminui, permitindo a aplicação de formulações simplificadas.

Modelos estocásticos utilizam-se de geradores de números aleatórios para obter as séries sintéticas. Por esse motivo, recomenda-se a geração de um grande número delas, na intenção de diminuir o erro amostral. No presente trabalho, optou-se por fazer dois conjuntos de simulações para cada variável descrita na seção 3.2. Em cada uma foram geradas 2.000 séries, cujos resultados foram comparados e estão expostos na sequência.

Para a participação da energia controlável na energia natural afluente, foram sorteados, dentro do conjunto de séries geradas, diversos cenários com duração de 60 meses. Computaram-se as participações mínimas, médias e máximas para cada caso, resultando nos valores médios mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Participação da energia controlável na energia natural afluyente

	1ª Simulação			2ª Simulação		
	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima
Horizonte 2010	87,9%	88,6%	88,9%	88,3%	88,6%	89,0%
PDE 2019	27,7%	28,5%	29,5%	27,3%	28,3%	29,1%
Horizonte 2019	76,5%	80,2%	83,8%	74,4%	80,1%	83,7%

No tocante às simulações relacionadas às demandas atuais e projetadas, não foi possível estudar a segunda configuração do sistema proposta, pois os índices trazidos no documento PDE 2019 (3) se referem à demanda total nos períodos de 2010, 2014 e ao final de 2019. Dessa maneira, não teria sentido comparar somente as usinas que entrariam em operação entre 2010 e 2019. Da mesma forma, o período de 2014 não foi considerado no presente estudo.

Ao final das simulações, os resultados obtidos, em termos de números de séries cujo MW médio ficou abaixo da demanda do período, foram contabilizados em números absolutos e percentuais, que estão expressos na Tabela 3.

Tabela 3 – Número de séries abaixo da demanda

	1ª Simulação		2ª Simulação	
	Até 2010	Até 2019	Até 2010	Até 2019
Termos Absolutos	5	275	7	320
Termos Percentuais	0,25%	13,8%	0,35%	16,0%

Do ponto de vista da análise a que se propôs este estudo, os resultados podem ser considerados interessantes. A primeira variável simulada (Tabela 2) não mostrou diferenças significativas entre as duas simulações e manteve as mesmas tendências observadas nos registros históricos. Já a segunda variável (Tabela 3) forneceu bases numéricas que comprovam a queda da energia armazenável frente à demanda projetada.

#### 4.0 - DISCUSSÕES

A perda da capacidade relativa de regularização das usinas hidrelétricas a serem construídas até o ano de 2019, no subsistema Sul, ficou evidente nas simulações que contabilizaram a participação da energia controlável na energia natural afluyente. Mesmo seguindo as tendências determinísticas apresentadas no início do estudo de caso, a simples comparação entre as usinas em operação em dezembro de 2010 e as projetadas para entrar em funcionamento até 2019 é suficiente para notar a mudança no parque gerador hidrelétrico. As simulações mostraram que, em média, de 88,6% de participação da energia controlável na energia natural afluyente ao sistema em 2010, esse número cairá drasticamente para 28,4%, considerando somente as usinas da expansão. Dessa maneira, ao final de 2019, a energia controlável responderá por 80,2%, representando uma queda de 8,4% nesse índice. Esta declinação, em termos de unidades de energia armazenada, pode ser considerada bastante significativa.

No caso das simulações que envolveram as demandas projetadas, os resultados não foram menos expressivos. Apesar de saber da simplicidade considerada na comparação, o número de séries cujo MW médio ficou abaixo da demanda subiu mais de 10% entre os dois horizontes estudados. Pode-se fazer uma relação direta à crescente susceptibilidade dos aproveitamentos em relação à sazonalidade das energias naturais afluentes. Com um número maior de usinas a fio d'água, a geração de energia passa a ficar extremamente dependente das vazões que chegam nessas usinas. Se essas energias afluentes, em termos médios, não superarem a demanda, outras fontes de geração deverão ser utilizadas, evidenciando um possível aumento da participação de usinas térmicas no parque gerador brasileiro. De fato, esse aumento tem sido observado ultimamente, como mostra (1).

É interessante observar, entretanto, que as consequências diretas ao subsistema Sul podem não ser tão expressivas quanto em outras regiões brasileiras. Isso se justifica porque a expansão, mesmo com predominância de usinas a fio d'água, prevê a construção de duas instalações de aproveitamentos que possuem grandes reservatórios. Para ilustrar essa questão, preparou-se um gráfico que relaciona a potência instalada e o volume útil no período 2010-2019.

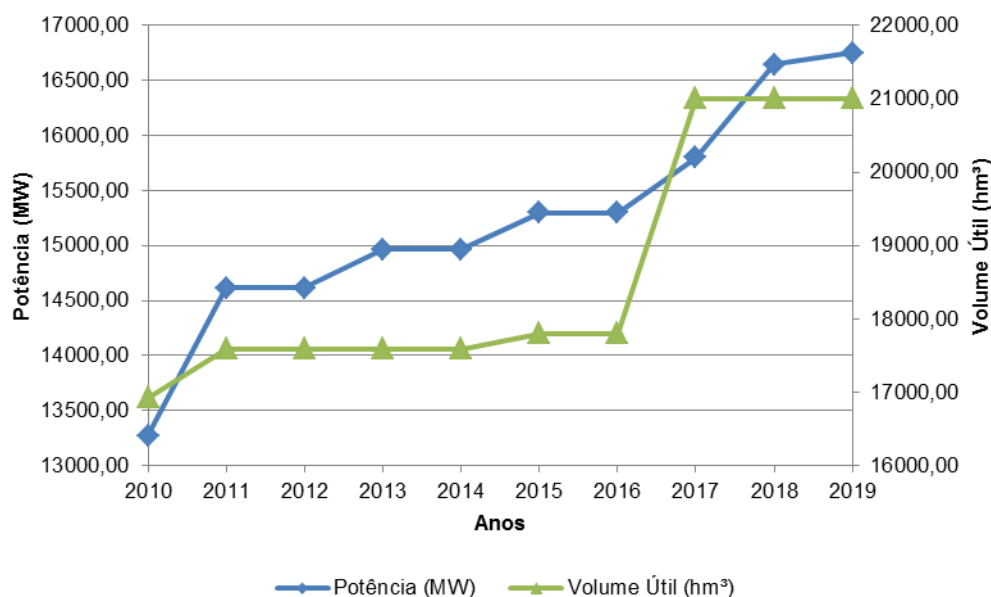


Figura 1 – Potência e Volume Útil *versus* tempo no subsistema Sul

As informações para elaboração da Figura 1 foram retiradas de (3) e (4); a ascensão progressiva da potência instalada demonstra a construção de todas as novas usinas hidrelétricas previstas. Em compensação, o crescimento do volume útil fica praticamente estagnado em um mesmo patamar até o ano de 2017, onde se observa uma grande elevação devido aos aproveitamentos de Pai Querê e São Roque, cujos volumes úteis somam 3.208 hm³, aproximadamente 20% do volume útil em dezembro de 2010.

Outro fator atenuante ao problema tratado neste estudo é a abundância e regularidade de chuvas na região Sul do Brasil. Diferentemente das regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste, a distribuição temporal e espacial das chuvas durante o ano é regular, o que permite que os reservatórios mantenham seus níveis elevados, salvo situações climáticas adversas. Todavia, ao pensar em usinas a fio d'água, a grande oferta de água resulta em perda de energia que, eventualmente, poderia ser armazenada para uso futuro ou em outros subsistemas, caso os reservatórios tivessem essa capacidade.

## 5.0 - CONCLUSÃO

O presente artigo teve como objetivo fazer uma análise no parque de usinas hidrelétricas brasileiras em duas configurações: usinas em funcionamento atualmente e projetadas para iniciar operação até o final do ano de 2019. Com base em dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (3) um panorama geral pode ser traçado, no qual se notou uma tendência de expandir o sistema através de usinas a fio d'água, isto é, sem a capacidade de regularizar as vazões afluentes.

Frente aos fatos, escolheu-se o subsistema Sul para o desenvolvimento de análises numéricas através de simulações. As configurações foram estruturadas e os reservatórios agregados conforme método utilizado no modelo oficial de despacho hidrotérmico (5). Séries de energias naturais afluentes foram, então, geradas e analisadas, sob o aspecto da participação da energia controlável na energia natural afluente e comparações de energia média com a demanda projetada. Os resultados obtidos refletiram a suspeita inicial de perda progressiva da capacidade de regularização dos reservatórios e traz a tona uma preocupação em relação ao armazenamento de energia no subsistema.

Entretanto, as análises realizadas possuem algumas limitações, relacionadas principalmente com a consideração do subsistema Sul de forma isolada aos demais. Ainda assim, os resultados obtidos neste artigo fornecem fortes indícios do aumento da participação de outras fontes (térmicas principalmente) na matriz de geração de energia. Sugere-se, portanto, que próximos estudos contemplem o Sistema Interligado Nacional como um todo, principalmente sabendo que grande parte da expansão hidrelétrica está baseada em usinas a fio d'água localizadas em regiões com períodos de seca e chuva bem definidas.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ABBUD, O. A.; TANDREDI, M.; Transformações Recentes da Matriz Brasileira de Geração de Energia Elétrica – Causas e Impactos Principais. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, 2010. Disponível em: [www.senado.gov.br/.../texto69%20-%20Omar%20e%20Tancredi.pdf](http://www.senado.gov.br/.../texto69%20-%20Omar%20e%20Tancredi.pdf). Acesso em: 20/01/2011.
- (2) BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G. C. Time Series Analysis: Forecasting and Control. 3rd. Ed. New Jersey: Prentice Hall, 598 p, 1994.
- (3) BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, Brasília: MME/EPE, 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acesso em: 01/03/2011.
- (4) CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: deck de preços. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 20/01/2011.
- (5) CEPEL, EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRÁS, Manual de Referência e Especificação Funcional: Modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, S/D, 143 p.
- (6) DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; MINE, M. R. M.; VALLEJOS, C. A. V.; SANTOS, A. B.; THOMSEN, L. S.; BLOOT, M. L.; ESTRÓCIO, J. P. Estacionariedade das Afluências nas Usinas Hidrelétricas Brasileiras, submetido à Revista Brasileira de Recursos Hídricos, 2010, em revisão.
- (7) FRANCELINO, R. O risco do fio d'água. Energia Hoje. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/pops/materia.php?id=29274> . Acesso em: 01/03/2011.
- (8) HALTINER, J. P; SALAS, J. D. Development and testing of a multivariate, seasonal ARMA (1,1) model. Journal of Hydrology, 10, 247-272, 1988.
- (9) HIPEL, K. W.; McLEOD, A. I. Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems. Cap. 21. Disponível em: <http://www.stats.uwo.ca/faculty/aim/1994Book> . Acesso em 01/03/2011.
- (10) MEDEIROS, C. Reservatórios: queda nos estoques. Agência CanalEnergia. Disponível em: [www.apine.com.br/site/archives/Artigos/reservatorios.pdf](http://www.apine.com.br/site/archives/Artigos/reservatorios.pdf) . Acesso em: 01/03/2011.
- (11) VEIGA, M. KELMAN, R. Meio ambiente e setor elétrico: oportunidade e desafios. In: Seminário Meio Ambiente e Setor Elétrico, 2009. Rio de Janeiro. Disponível em: [http://www.cee.net.br/export/sites/default/cee/download/cee\\_seminario\\_meio\\_ambiente\\_e\\_setor\\_eletrico\\_agosto\\_2009.pdf](http://www.cee.net.br/export/sites/default/cee/download/cee_seminario_meio_ambiente_e_setor_eletrico_agosto_2009.pdf) . Acesso em: 28/03/2011.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Claudio Andres Villegas Vallejos nasceu em Santiago, Chile, em 1982. Se graduou em Engenharia civil na Universidade Federal do Paraná (2005) e fez mestrado em Engenharia de recursos hídricos e ambiental na mesma instituição (2008). Atua como pesquisador no Lactec - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento desde 2008 e é vice coordenador do Projeto Estratégico de P&D ANEEL "Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho". Atua nas áreas de planejamento energético, hidrologia estatística e comercialização de energia elétrica.

Daniel Henrique Marco Detzel nasceu em Curitiba, Paraná, em 1983. Graduiu-se em Engenharia Civil na Universidade Federal do Paraná (2005) e é Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela mesma Instituição (2009), sendo contemplado com o prêmio Heinz Dieter Fill pelo reduzido tempo de titulação. Atua como pesquisador no Lactec – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento desde abril de 2010 principalmente na área de hidrologia estocástica. É também professor na Faculdade Anchieta de Ensino Superior do Paraná, na qual ministra aulas para o curso de Engenharia Ambiental.

Marcelo Rodrigues Bessa nasceu em Florianópolis em 1957. Possui graduação em Engenharia civil pela Universidade Federal de Santa Catarina (1979), Master of Science em Hydraulic Engineering no International Institute For Hydraulic And Environmental Engineering (1990) e PhD em Systems Design Engineering pela University of Waterloo (1998). Atualmente é professor do Departamento de Hidráulica e Saneamento do Setor de Tecnologia da UFPR e pesquisador do Lactec – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento na Divisão de Sistemas Elétricos. Tem experiência na área de Engenharia de Recursos Hídricos, com ênfase em Planejamento Integrado e Sistêmico. É coordenador do Projeto Estratégico de P&D ANEEL "Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho". Atua principalmente nos seguintes temas: planejamento econômico-financeiro, planejamento energético, estratégias de planejamento sob incerteza, métodos matemáticos operação de reservatórios e simulação numérica.

Miriam Rita Moro mine nasceu em Curitiba, Brasil, em 1952. Se graduou em Engenharia civil na Universidade Federal do Paraná (1976); fez mestrado em Engenharia Hidráulica na Universidade de São Paulo (1984); doutorado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental (1998) na Universidade Federal do Rio Grande do Sul e pós-doutorado na École des Mines de Paris – França (2006). Trabalha como professora e pesquisadora no Departamento de Hidráulica e Saneamento da UFPR.

Eloy Kaviski é graduado em Engenharia civil pela Universidade Federal do Paraná (1975), mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela Universidade Federal do Paraná (1992) e doutor em Métodos Numéricos em Engenharia pela Universidade Federal do Paraná (2006). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal do Paraná. Tem experiência em hidrologia, recursos hídricos e métodos numéricos, atuando principalmente em modelagem matemática, processos estocásticos, métodos computacionais, análise estatística multivariada, consistência de dados hidrológicos, métodos de regionalização hidrológica, análise energética e fenômenos de transporte.

Márcio Luís Bloot é Engenheiro eletricitista com ênfase em eletrotécnica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2000). Atualmente é engenheiro eletricitista pleno da Copel – Companhia Paranaense de Energia. Tem experiência em operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional, atuando em planejamento energético da operação e expansão e MRE - Mecanismo de Realocação de Energia.

Carlos Fernando Bley Carneiro nasceu em Curitiba em 1959. Graduiu-se em Engenharia civil na Universidade Federal do Paraná, em 1982 e concluiu mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, na mesma instituição, em 1996. Trabalha na Copel – Companhia Paranaense de Energia desde 1986. Atua como engenheiro de planejamento da geração desde 2002.

João Paulo Fernandes Estrócio é nascido na Beira, Moçambique em 1969. É bacharel em Física pela USP (2002) e mestrando em Planejamento Energético pela Unicamp. Trabalha no departamento de Gestão da Produção da CESP desde 2000 e tem representado a companhia nos processos de planejamento da operação energética de curto e médio prazo junto ao ONS, em especial nos grupos de trabalho e forças-tarefa relacionados aos modelos de planejamento. Também tem trabalhado em projetos de P&D na área de planejamento da operação de usinas.

Marcela Mendes Martins possui graduação em Engenharia de Produção Civil pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2005). Atualmente é Analista de Negócios de Energia na AES Tietê.

Grazziano Moterani nasceu em Belo Horizonte, Brasil, em 1983. É técnico em Eletrônica pelo CEFET-MG e se graduou em Engenharia Eletrônica e Telecomunicação pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (2005). Como bolsista do Grupo de Estudos em Energia Solar da PUC Minas produziu diversos artigos sobre energia fotovoltaica. Atuou como Engenheiro de Desenvolvimento de Sistemas Eletrônicos para a Ford Motor



Company em Camaçari, Bahia de 2006 a 2007. Ainda em 2007 ingressou como Engenheiro de Planejamento Energético pela Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, onde permanece até o momento.