Por Luiz Marzano, Maria Maceira e Thatiana Justino*

O IMPACTO DO AUMENTO DAS FONTES INTERMITENTES NA OPERAÇÃO DO SISTEMA

O setor elétrico brasileiro vem passando por uma mudança no perfil de seu parque gerador, com o aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, e com a construção de usinas hidrelétricas na região Norte do país com reservatórios com pouca capacidade de regularização. As afluências da região Norte apresentam comportamento extremamente sazonal e, mantida a tendência de se evitar a construção de reservatórios de regularização na exploração do potencial hidrelétrico desta região, não será possível mitigar a característica altamente sazonal das afluências de seus rios. É importante ressaltar que o período úmido da região Norte coincide em grande parte com o período em que as usinas com grandes reservatórios de regularização apresentam atualmente maior geração de energia. Para exemplificar esta mudança no perfil do parque gerador, no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, a participação da fonte eólica passa de 3,7% em 2014, com 5 GW de potência instalada, para 11,6% em 2024, com 24 GW de potência instalada. Já a fonte solar apresenta participação nula em 2014, alcançando 3,3% em 2024 (com 7 GW de potência instalada). Com relação à fonte hidrelétrica, a participação é de 67,6% (90 GW) em 2014 e de 56,7% (117 GW) em 2024. Porém, o aumento da energia armazenável máxima do sistema no horizonte decenal é de apenas 0,91%, enquanto que o crescimento do mercado de energia é de aproximadamente 45%.

Este trabalho tem como objetivo avaliar o impacto no perfil de operação do Sistema Interligado Nacional, causado pela evolução de seu parque gerador. Para a análise, será utilizada a configuração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Para alguns anos do horizonte de estudo serão apresentados resultados de simulações semelhantes àquelas necessárias para o cálculo das garantias físicas de energia, isto é, resultados associados à configuração estática do mês de dezembro dos anos em questão. Nestas simulações, a carga crítica de energia será ajustada de modo que o critério de garantia de suprimento energético vigente seja atendido. Ou seja, para as configurações dos anos em questão, a operação do sistema será simulada repetidas vezes, alterando-se em cada simulação os valores da demanda de energia até atingir o critério de convergência de igualdade dos custos marginais de expansão (CME) e de operação (CMO), respeitando-se o limite de 5% para o risco de déficit de energia.

Para cada configuração serão avaliados valores de variáveis como a carga crítica de energia, bloco hidráulico, bloco térmico, geração das fontes não despacháveis, geração hidrelétrica, geração termelétrica e nível de armazenamento dos reservatórios.

No SNPTE de 2013 foi apresentado um trabalho que discutiu a utilização de modelos de simulação a usinas individualizadas na avaliação da capacidade de atendimento à demanda máxima do SIN [5]. Naquele trabalho foi introduzido o conceito de potência disponível revisada, que se caracteriza como a maior potência que uma usina hidrelétrica consegue fornecer para o atendimento à ponta do sistema, considerando que a quantidade máxima de água disponível para o turbinamento na usina é proveniente da máxima vazão defluente das usinas de montante pela afluência incremental à própria usina, e pelo volume de água armazenado no seu reservatório que pode ser desestocado. Nesse sentido, este trabalho também avaliará o impacto na capacidade de atendimento à ponta do sistema por meio das potências disponíveis revisadas das usinas hidrelétricas causado pela alteração do perfil do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Análise da operação hidrotérmica

O programa Newave é a ferramenta computacional utilizada pelo setor elétrico brasileiro em estudos de planejamento da operação energética, em estudos de planejamentos decenais da expansão do sistema interligado nacional e em estudos para cálculo e revisão das garantias físicas de energia. É um modelo de otimização baseado na técnica de programação dinâmica

dual estocástica, que minimiza os custos de operação para uma dada configuração do parque gerador hidrotérmico. Neste trabalho, ele será utilizado para identificar as possíveis mudanças do perfil de geração das usinas hidráulicas e termelétricas que compõem o sistema, devido à participação crescente de usinas geradoras com perfil sazonal na matriz elétrica.

As simulações com o programa Newave foram feitas utilizando arquivos de dados construídos com base naqueles associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), este último disponível no portal da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para alguns anos do horizonte de estudo foram feitas simulações semelhantes àquelas necessárias para o cálculo da garantia física de energia, ou seja, para tais anos de estudo considerou-se uma configuração estática referente ao seu último mês e simulou-se o programa Newave repetidas vezes, alterando-se em cada simulação os valores de demanda de energia até atingir o critério de convergência de igualdade dos custos marginais de expansão (CME) e operação (CMO), com risco de déficit de energia não superior a 5%. Nestas simulações foram considerados 2000 séries sintéticas de energia natural afluente, limites de intercâmbios abertos, valor de CME igual a 139,00 R$/MWh e período de estudo igual a dez anos.

Sistema teste

A configuração do sistema elétrico utilizada no PDE 2024 considera nove subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N), Manaus/Amapá/Boavista (MAN/AP/BV), Itaipu (IT), Acre/Rondônia (AC/RO), Belo-Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós; e também os nós fictícios: Ivaiporã, Imperatriz e Xingu. Os subsistemas e suas interligações estão ilustrados de forma simplificada na Figura 1.

Figura 1 – Configuração do Sistema no PDE 2024 (Fonte: [1]).

Nas Figuras 2 e 3 são mostradas as expansões hidráulicas e térmicas previstas para cada subsistema ao longo do horizonte de planejamento. Ressalta-se que, apesar do horizonte do PDE ser 2024, tais estudos se estendem até o ano de 2029 de modo a acomodar melhor a expansão do sistema.

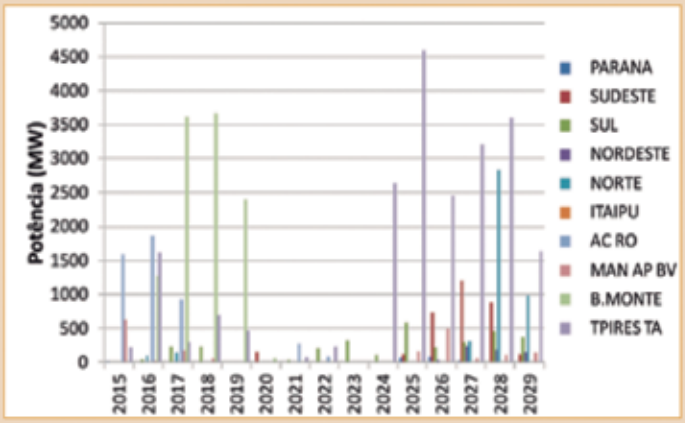

Figura 2 – Expansão Hidráulica Anual no PDE 2024

Na Figura 2 se verifica que as principais expansões hidrelétricas ocorrem no Norte do Brasil: até 2019 ocorre a implantação da usina de Belo Monte; a partir de 2024 ocorre a expansão das usinas do subsistema Teles Pires/Tapajós. Estas usinas se localizam em uma região onde as aflências apresentam comportamento bastante sazonal e são construídas sem ou com pouquíssima capacidade de regularização.

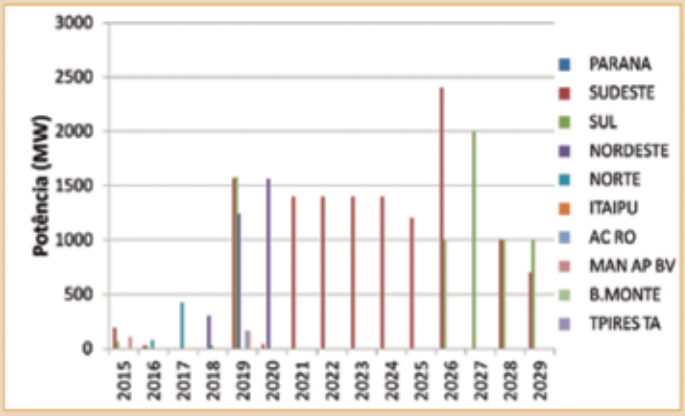

Figura 3 – Expansão térmica anual no PDE 2024.

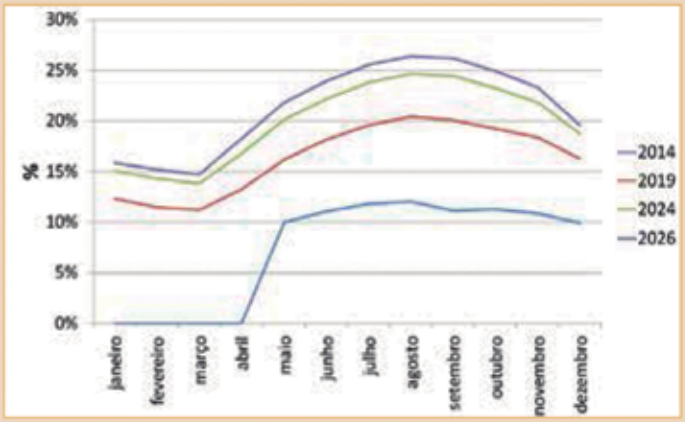

Figura 4 – Razão entre a geração das fontes não despacháveis e o mercado de energia do SIN.

Da Figura 3 verifica-se a tendência de construção de usinas térmicas nos subsistemas Sudeste e Sul, região que concentra o principal mercado consumidor do país.

Na Figura 4 é apresentada a razão entre a geração das usinas não

despacháveis (eólica, solar e pch) e o mercado do SIN para os anos de 2014, 2019, 2024 e 2026. Verifica-se que a participação de tais fontes no atendimento ao mercado aumenta consideravelmente ao longo do horizonte de estudo. Para o ano de 2014 a maior participação ocorre em agosto, com valor de 12%. Em 2026 esta participação alcança 26% em agosto e setembro.

Para o ano de 2026, 84% do mercado de energia da região Nordeste será atendido por geração não despachável localizada também no Nordeste, conforme pode ser visto na Figura 5.

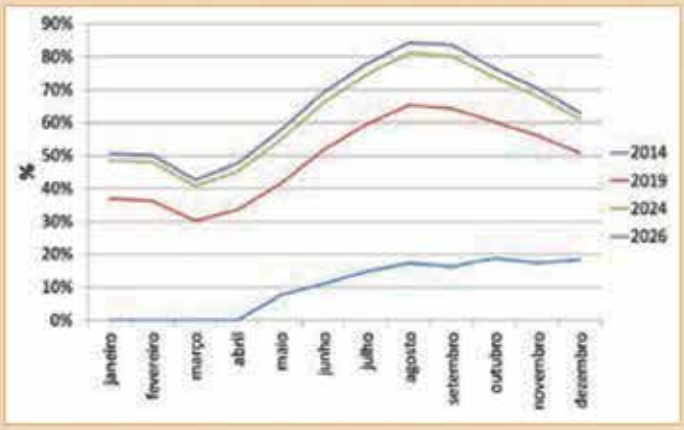

Figura 5 – Razão entre a geração das fontes não despacháveis e o mercado de energia no Nordeste.

Discussão dos resultados

Foram analisadas configurações estáticas obtidas a partir do PDE 2024 referentes aos seguintes meses: (i) dezembro de 2014; (ii) dezembro de 2019; (iii) dezembro de 2024; e (iv) dezembro de 2026.

A carga crítica de energia do sistema é composta por 12 valores mensais, representando a sazonalidade do consumo. Neste trabalho, sempre que houver menção a carga crítica, tal valor se refere à média dos doze valores mensais.

A Figura 6 mostra a carga crítica líquida, isto é, a carga crítica abatida da geração das usinas não despacháveis obtida para cada uma destas configurações. Verifica-se, como é de se esperar, um aumento da carga

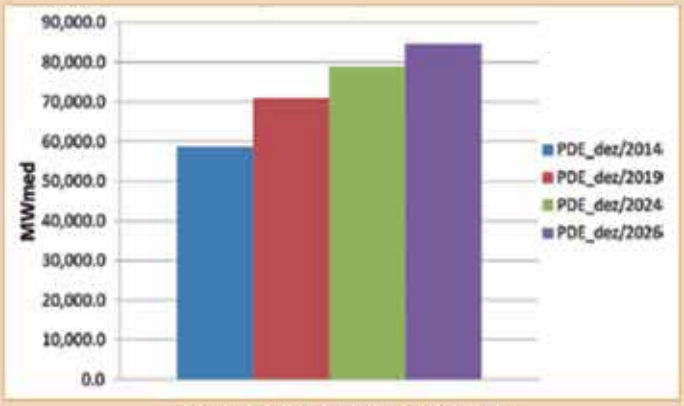

Figura 6 – Carga crítica líquida do SIN.

crítica ao longo do horizonte de planejamento, devido à entrada em operação de novos projetos.

As Figuras 7, 8 e 9 apresentam, respectivamente, a razão entre o bloco hidráulico e a carga crítica bruta do SIN (não abatida da geração das usinas não despacháveis), a razão entre o bloco térmico e a carga crítica bruta do SIN, e a razão entre a geração das usinas não despacháveis e a carga crítica bruta do SIN. Observa-se uma tendência de diminuição da participação do bloco hidráulico no atendimento à carga crítica, diminuindo de 76% na configuração de 2014 para 64% na configuração de 2026. A participação do bloco térmico se reduz de 17% na configuração de 2014 para 15% na configuração de 2026. Por outro lado, a participação das fontes não despacháveis no atendimento a carga crítica aumenta de 8% (configuração de 2014) para 21% na configuração de 2026.

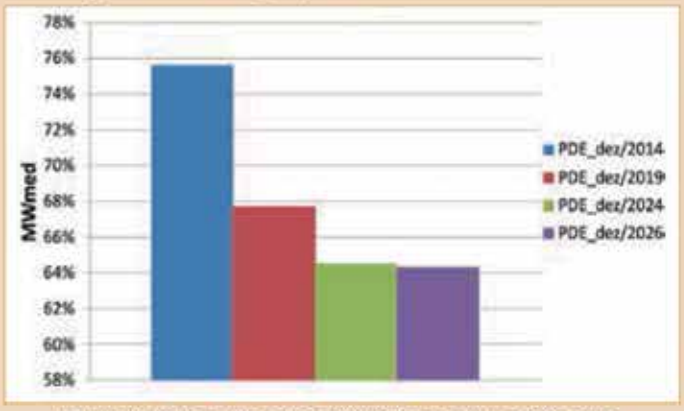

Figura 7 – Razão entre o bloco hidráulico e a carga crítica bruta.

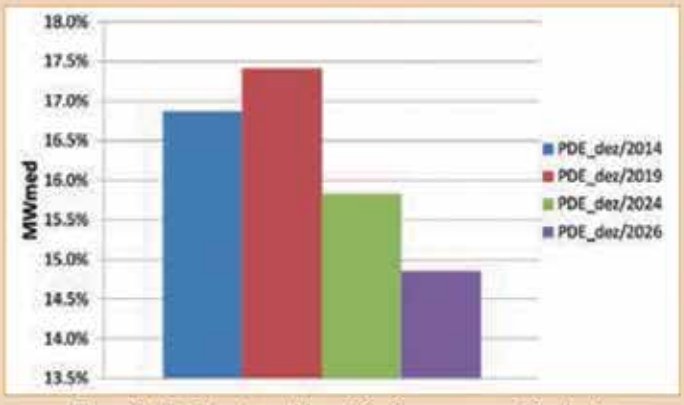

Figura 8 – Razão entre o bloco térmico e a carga crítica bruta.

Figura 9 – Razão entre a geração das fontes não despacháveis e a carga crítica bruta.

A Figura 10 apresenta a relação entre a soma das gerações hidráulicas dos subsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu e a carga crítica líquida total do SIN. A carga crítica líquida do SIN é dada pela carga crítica total abatida da geração das fontes não despacháveis. A Figura 11 apresenta esta mesma relação, porém, para a soma das gerações hidráulicas das usinas localizadas nos subsistemas Belo Monte, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia.

Das Figuras 10 e 11 verifica-se uma diminuição da participação da soma das gerações dos subsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu no período úmido do SIN, de modo a acomodar a geração das novas usinas da região Norte (subsistemas Belo Monte, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia). Historicamente, a geração hidráulica dos subsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu apresentava uma sazonalidade, em que as gerações mais elevadas coincidiam com o período úmido. Entretanto, com a entrada em operação das novas usinas a fio d´água da região Norte, o perfil sazonal é atenuado e há uma pequena tendência a se verificar gerações mais elevadas no período seco.

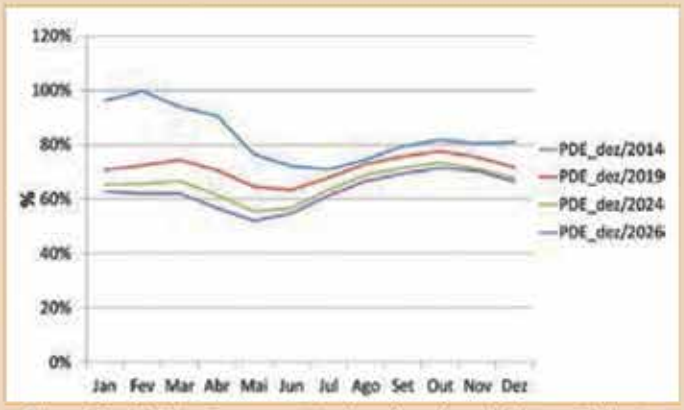

Figura 10 – Razão entre a geração das usinas dos subsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu e a carga crítica líquida do SIN.

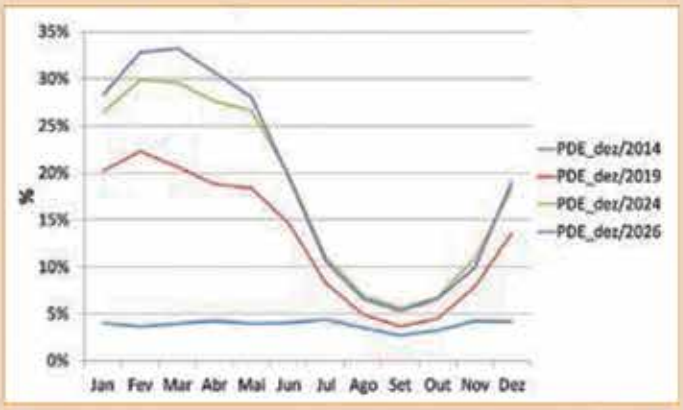

Figura 11 – Razão entre a geração das usinas dos subsistemas Belo Monte, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia e a carga crítica líquida do SIN.

Figura 12 – Razão entre a geração térmica do SIN e a carga crítica líquida do SIN.

A Figura 12 apresenta a razão entre a geração térmica e a carga crítica do SIN. Verifica-se um ligeiro aumento da participação da geração térmica do atendimento à carga crítica conforme a evolução do perfil do parque gerador.

A Figura 13 apresenta a energia armazenada final percentual do SIN. Verifica-se também uma tendência de redução do armazenamento conforme a evolução do perfil do parque gerador.

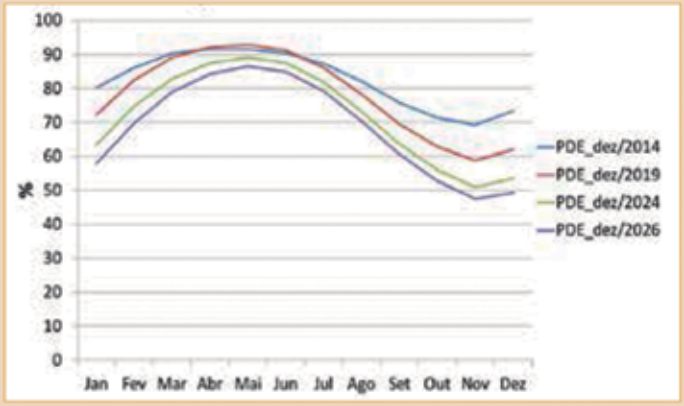

Figura 13 – Energia armazenada - Final percentual do SIN.

A Figura 14 apresenta a razão entre a potência disponível revisada obtida através de uma simulação a usinas individualizadas para avaliação da capacidade de atendimento à demanda máxima do SIN, e a carga crítica líquida do SIN. Vale esclarecer que esta razão não indica a participação das usinas hidrelétricas no atendimento à ponta do sistema, uma vez que se considerou no denominador a carga crítica de energia. Dos resultados apresentados, verifica-se uma redução da potência disponível revisada no período seco do sistema conforme a evolução do parque gerador. Isto decorre da redução da capacidade de regularização do parque hidrelétrico. Verifica-se também uma acentuação do perfil sazonal.

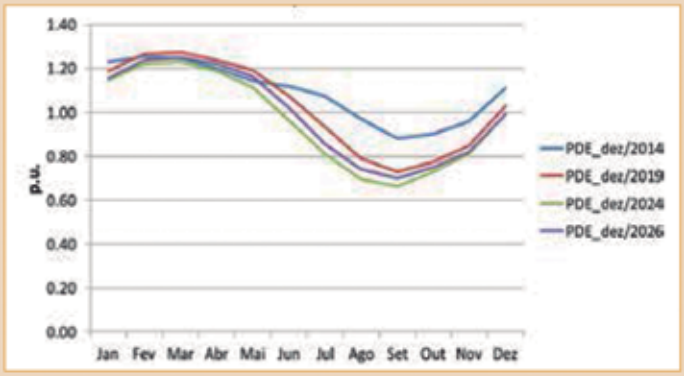

Figura 14 – Potência Disponível Revisada do SIN

Este trabalho teve como objetivo avaliar o impacto no perfil de geração do Sistema Interligado Nacional causado pela evolução do seu parque gerador. Foram analisadas configurações estáticas obtidas a partir do PDE 2024 referentes aos seguintes meses: (i) dezembro de 2014; (ii) dezembro de 2019; (iii) dezembro de 2024; e (iv) dezembro de 2026.

Conforme o perfil do parque gerador se altera, com a entrada em operação das usinas a fio d´água da região Norte do país e também com o aumento da participação das fontes não despacháveis (eólica, solar e PCH), verificou-se uma tendência de diminuição da participação hidrelétrica (bloco hidráulico) no atendimento à carga crítica do sistema, diminuindo de 76% na configuração de 2014 para 64% na configuração de 2026. A participação térmica (bloco térmico) no atendimento à carga crítica também se reduz (de 17% na configuração de 2014 para 15% na configuração de 2026). Por outro lado, a participação das fontes não despacháveis no atendimento à carga crítica aumenta de 8% (configuração de 2014) para 21% na configuração de 2026.

Observou-se uma diminuição da participação da soma das gerações dos susbsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu no período úmido do SIN, de modo a acomodar a geração das novas usinas da região Norte (subsistemas Belo Monte, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia). Historicamente, a geração hidráulica dos subsistemas Sudeste, Paraná, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu apresentava uma sazonalidade, onde as gerações mais elevadas coincidiam com o período úmido. Entretanto, com a entrada em operação das novas usinas a fio d´água da região Norte, o perfil sazonal é atenuado e há uma pequena tendência a se verificar gerações mais elevadas no período seco.

Com relação à potência disponível revisada do SIN, verificou-se uma redução no período seco do sistema e uma acentuação do perfil sazonal, conforme a evolução do parque gerador. Isto decorre da redução da capacidade de regularização do parque hidrelétrico.

Referências

(1) Ministério de Minas e Energia (MME) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2024", dezembro de 2015.

(2) Ministério de Minas e Energia (MME), Portaria Nº 101, de 22 de março de 2016, disponível em www.aneel.gov.br.

(3) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Resolução CNPE nº 9, 28 de julho de 2008, disponível em www.mme.gov.br.

(4) L.G.B. Marzano, M.E.P. Maceira, T.C. Justino, A.C.G. Melo, "Avaliação de Critérios de Cálculo da Garantia Física Total do SIN", XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013

(5) L.G.B. Marzano, F.R.S. Batista, M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, T.C. Justino, A. Ginaid, "Avaliação da Capacidade de Atendimento à Ponta do Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas", XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013.

(6) M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, "Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Description of the NEWAVE Program", Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.

Este trabalho foi originalmente apresentado na última edição do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), realizado entre os dias 22 e 25 de outubro de 2017, na cidade de Curitiba (PR).

**Luiz Guilherme Barbosa Marzano é engenheiro eletricista, com mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Desde 1996 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).*

Maria Elvira Piñeiro Maceira é graduada em engenharia civil, com mestrado e doutorado em Engenharia Civil. Desde 1985 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Também é professora adjunta da Universidade Estadual do Rio de Janeiro e membro do Cigré.

Thatiana Conceição Justino é engenheira eletricista, com mestrado em Engenharia Elétrica. Desde 2006 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).