



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/19
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO -VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**ANÁLISE DA RELAÇÃO ESTOQUE/MERCADO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA DO PLANO DECENAL DE
EXPANSÃO DE ENERGIA 2023**

RENATO MACHADO(*)
EPE

SIMONE BRANDÃO
EPE

RENATA CARVALHO
EPE

GLAYSSON MULLER
EPE

RONEY VITORINO
EPE

FERNANDA PASCHOALINO
EPE

SABRINA LOBO
EPE

RESUMO

O presente artigo tem por finalidade investigar o comportamento da razão entre a energia armazenável máxima e o mercado de energia, à luz da evolução da capacidade instalada apresentada no PDE 2023. A análise considerou que o mercado de energia a ser atendido pelos reservatórios corresponde ao mercado total abatido da energia a fio d'água e geração das usinas não despachadas centralizadamente, compondo um grupo de incertezas não controláveis, e do despacho termelétrico futuro, compondo as incertezas controláveis. Nesse contexto, foram realizadas análises de sensibilidade para diferentes cenários operativos a partir de variações sobre cada grupo de incerteza.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão, Capacidade de Armazenamento, Atendimento ao Mercado, Políticas Operativas

1.0 - INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) [1], elaborado pela EPE/MME, apresenta uma expansão de oferta de usinas hidrelétricas (UHE) de 30.861 MW, o que corresponde a 43% de toda a expansão da oferta de geração de energia elétrica do SIN. Em montante igualmente significativo (42%), destacam-se as outras fontes renováveis (usinas não despachadas centralizadamente – eólica, PCH, solar e biomassa com cvu nulo). Em menor proporção, a expansão de térmicas convencionais (incluindo usinas nucleares) com participação de 15%, conforme pode-se observar na Figura 1.

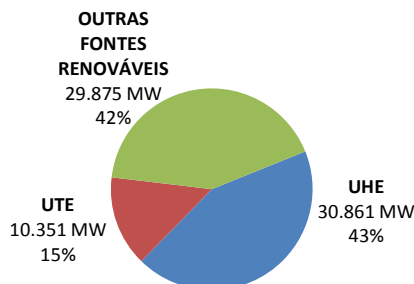


Figura 1 – Acréscimo de Capacidade Instalada até 2023

(*)Av. Rio Branco, n° 1 – 11º Andar – CEP 20.090-003 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 3512-3449 – Email: renato.machado@epe.gov.br

Se, por um lado, há um aumento expressivo na capacidade instalada de usinas hidrelétricas no horizonte do plano, por outro lado o acréscimo da capacidade de armazenamento é de apenas 2% até 2023, aproximadamente, já que a maior parte das usinas, operará a “fio d’ água”. A pequena expansão da oferta de reservatórios de regularização, motivada principalmente por restrições de ordem ambiental, implica em menor capacidade de controle das cheias no período úmido, exigindo mais dos atuais reservatórios, que passam a esvaziar mais rapidamente para atender à demanda de energia no período seco e, conseqüentemente, acarretando a necessidade de maior despacho termelétrico.

A Figura 2 compara o crescimento do mercado de energia elétrica do SIN com da energia armazenável máxima. Em termos percentuais, enquanto o mercado cresce aproximadamente 48% no horizonte, a capacidade de armazenamento cresce cerca de 2%.

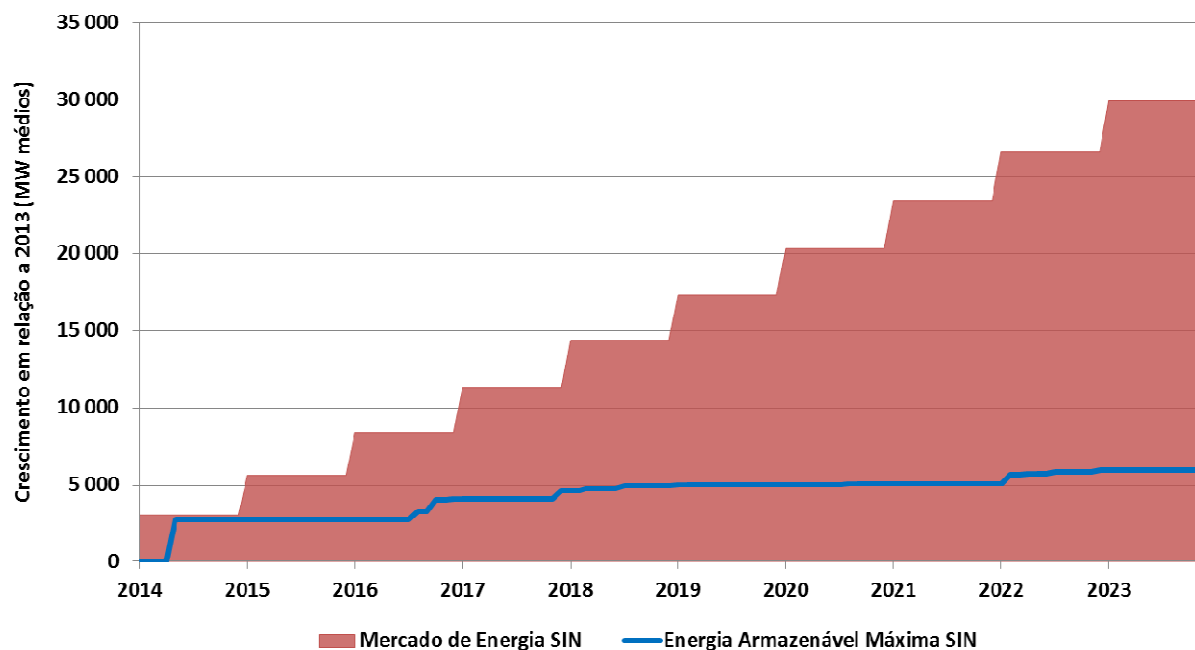


Figura 2 – Projeção de Carga x Energia Armazenável Máxima – PDE 2023

Na configuração apresentada no PDE 2023, o crescimento da capacidade de armazenamento do SIN ocorre principalmente devido à entrada das usinas hidrelétricas Batalha (2014), Baixo Iguaçu e São Roque (2016), Sinop (2018) e Itapiranga (2022). Destaca-se que Itapiranga e Baixo Iguaçu, apesar de operarem a fio d’água, contribuem para o acréscimo da energia armazenável máxima por agregarem produtibilidade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização à montante.

No Plano Decenal 2020 [2], foi apresentada a evolução da energia armazenável máxima em relação à carga de energia, onde já se apontava a trajetória decrescente desta relação. Para avaliar o comportamento da energia armazenável máxima com a configuração do PDE 2023, foi atualizado o cálculo desta razão na Figura 3, que demonstra que este perfil de redução se mantém, sendo mais acentuado nas regiões Sudeste/CO e Nordeste. A análise desta relação permite concluir que haverá uma perda na capacidade do sistema em atender sua demanda com energia proveniente de reservatórios, aumentando a dependência de outras fontes de energia. Observa-se também que há variações mensais desta razão ao longo do ano, ou seja, em meses mais quentes do ano, onde ocorre maior demanda de energia, há uma redução na razão da capacidade de armazenamento e a demanda total do SIN. O contrário acontece nos meses mais frios, onde a demanda menor de energia faz elevar esta razão.

Entretanto, é fato que uma parcela da demanda total do SIN já é atendida por outras fontes de energia que não sejam somente provenientes de reservatórios de regularização. Para isto, foi utilizada neste artigo uma metodologia onde a razão entre a capacidade de armazenamento e a demanda leva em conta apenas a parcela da demanda que precisa ser atendida por reservatórios. A análise desta razão leva a outras conclusões sobre a mudança no perfil da capacidade de regularização, dependendo da contribuição das demais fontes de energia.

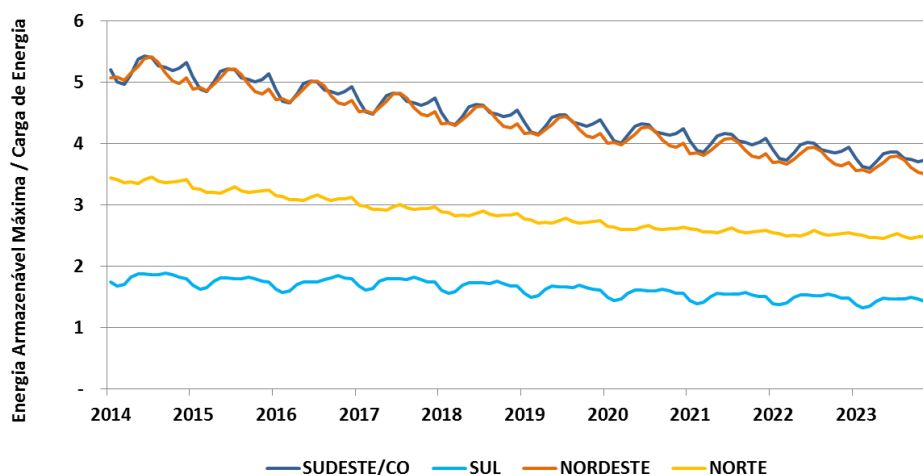


Figura 3 – Evolução da Razão entre a Capacidade de Armazenamento e a Demanda – PDE 2023

O artigo é organizado em três seções adicionais a esta. Na seção 2, descreve-se a metodologia utilizada no estudo de caso. Na seção 3, é apresentada a análise dos resultados e, na seção 4 são explicitadas as conclusões do estudo.

2.0 - METODOLOGIA

Para a avaliação da capacidade de regularização, foi realizada a análise da razão estoque/mercado, onde o numerador – que representa o estoque, ou seja, a capacidade de armazenamento dos reservatórios – considera a energia armazenável máxima do SIN, e, o denominador – que representa o mercado de energia a ser atendido pelos reservatórios - considera o mercado total de energia do SIN abatido das parcelas de geração relativas à contribuição das demais fontes de geração.

Neste contexto, cabe ressaltar que o Plano de Operação Energética 2013/2017 (PEN 2013) [3] apontou a redução do grau de regularização do SIN levando em consideração a expansão da oferta e a projeção do mercado de energia dentro do horizonte do estudo. Entretanto, considera no abatimento do mercado somente a geração térmica inflexível e das demais fontes consideradas nos estudos de planejamento como abatimento de carga (eólica, solar, biomassa e PCH). Neste artigo, a metodologia proposta analisa a contribuição também de outras fontes, como térmicas flexíveis e energia incremental às usinas a fio d'água, procurando identificar a parcela do mercado remanescente a ser atendida pela geração hidráulica controlável. Acrescenta-se que esta análise foi realizada em base mensal, permitindo uma avaliação mais detalhada das variações da relação estoque/mercado ao longo do ano. Também foram analisadas as incertezas de atendimento à demanda associadas a cada tipo de fonte, através de sensibilidades para diferentes cenários operativos.

A razão entre a Energia Armazenável Máxima (EARMAX) e o mercado a ser atendido por reservatórios indica a necessidade do uso dos reservatórios de regularização ao longo do horizonte de planejamento, sendo descrita nesta análise conforme abaixo:

$$\frac{\text{Energia Armazenável Máxima (EAR}_{\text{max}})}{\text{Mercado Total}^1 - \text{Outras Fontes Renováveis (OFR)} - \text{Energia Fio d'água (Efiol)} - \text{Geração Térmica (GT)}}$$

Dessa forma, foi possível verificar que o perfil da razão estoque/mercado varia de acordo com as premissas adotadas para a contribuição de cada tipo de fonte de energia.

Para o cálculo desta razão, foram atribuídas incertezas controláveis, associadas à decisão operativa sobre o despacho de usinas térmicas convencionais e incertezas não controláveis, associadas às afluências e geração de outras fontes renováveis de energia.

Na tabela a seguir, são detalhadas as variáveis referentes às incertezas utilizadas nesta metodologia, sejam controláveis ou não controláveis:

¹ No Mercado Total, está abatida a energia proveniente de usinas submotorizadas, ou seja, que não atingiram seu número de unidades base.

Tabela 1 – Descrição de Variáveis para as Incertezas Analisadas

	Variável	Descrição	Unidade
Não Controláveis	OFR	Expectativa de Geração de Outras Fontes Renováveis (geração considerada no PDE 2023).	MW médio
	OFR inf	Cenário Reduzido de Geração de Outras Fontes Renováveis (20% a menor que a expectativa de geração).	MW médio
	OFR sup	Cenário Aumentado de Geração de Outras Fontes Renováveis (20% a maior que a expectativa de geração).	MW médio
	Media [EFIOL]	Cenário médio de afluência: Energia Fio d'água Líquida, média dos 2.000 cenários de séries sintéticas.	MW médio
	P5 [EFIOL]	Cenário de afluência baixa: Energia Fio d'água Líquida considerando os 5% piores cenários de séries sintéticas.	MW médio
	P95 [EFIOL]	Cenário de afluência alta: Energia Fio d'água Líquida considerando os 5% melhores cenários de séries sintéticas.	MW médio
Controláveis	GTmedia	Cenário de Geração Térmica Média, conforme resultado da simulação do caso do PDE 2023, com 2.000 séries sintéticas de afluências.	MW médio
	GTmax agonov	Cenário Aumentado de Geração Térmica, considerando todo o parque térmico do SIN entre agosto e novembro e apenas inflexibilidade nos demais meses.	MW médio
	GTsup	Cenário Superior de Geração Térmica, considerando todo o parque térmico do SIN entre agosto e novembro e geração térmica média nos demais meses.	MW médio
	GTmax	Cenário de Geração Térmica Máxima durante o ano todo.	MW médio

A partir das incertezas apresentadas acima, foram realizadas análises de sensibilidade para diversos cenários operativos, cujos resultados serão apresentados a seguir.

3.0 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

A evolução da relação entre a Capacidade Armazenamento e o Mercado a ser atendido por reservatórios pode ser visto como um parâmetro para avaliar a segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento. Uma tendência decrescente sinaliza que a carga a ser atendida pelos reservatórios crescerá mais que sua capacidade, ou seja, que a energia armazenada, em termos percentuais do máximo, poderá ser consumida mais rapidamente. Por outro lado, sabendo que não há grande aumento na energia armazenável máxima, uma curva crescente mostra tendência de maior atendimento do mercado por outras fontes e menor dependência da energia armazenada nos reservatórios.

Esta análise foi dividida de acordo com as incertezas de atendimento à demanda associadas a cada tipo de fonte, que podem ser controláveis ou não controláveis. As incertezas controláveis estão relacionadas às políticas operativas futuras, onde são incluídos os cenários de geração termelétrica. Já as incertezas não controláveis são associadas às afluências incrementais às usinas a fio d'água e à geração das usinas não despachadas centralizadamente.

3.1 Incertezas Não Controláveis

Tendo como cenário um mercado já atendido pela expectativa de geração de outras fontes renováveis (OFR) e geração térmica média (GTmedia), considera-se, na Figura 4, a variação relacionada as afluências incrementais às usinas à fio d'água (EFIOL) na relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado. Sem a contribuição desta fonte de energia, conforme apresentado pela curva preta, os vales se encontram no período úmido. Isso mostra que as maiores demandas a serem atendidas pelos reservatórios ocorreriam no período de maior afluência. Com a contribuição da energia a fio d'água, mesmo no cenário de afluência ruim (curva vermelha), o perfil da relação muda ao longo do horizonte. Nota-se, primeiramente, que ocorrem grandes variações ao longo dos meses, do período úmido para o seco, indicando que em alguns momentos poderá ser necessário um uso intenso da energia armazenada enquanto em outros haverá a maior possibilidade de reenchimento. Observa-se que no período úmido, antes com inclinação negativa, há uma inversão no sentido da curva, mostrando que o sistema

passa a ter mais condições de armazenar energia, e os vales passam a ocorrer no final do período seco, evidenciando que a maior carga a ser atendida pelos reservatórios passa a ocorrer nessa época do ano. Pelo comportamento do cenário médio de afluência - Media[EFIOL] - observa-se que a relação estoque/mercado chega ao máximo no período úmido de 2019, com o fim da motorização da usina Belo Monte e demais usinas a fio d'água. Após este ano, há uma ligeira redução desta capacidade.

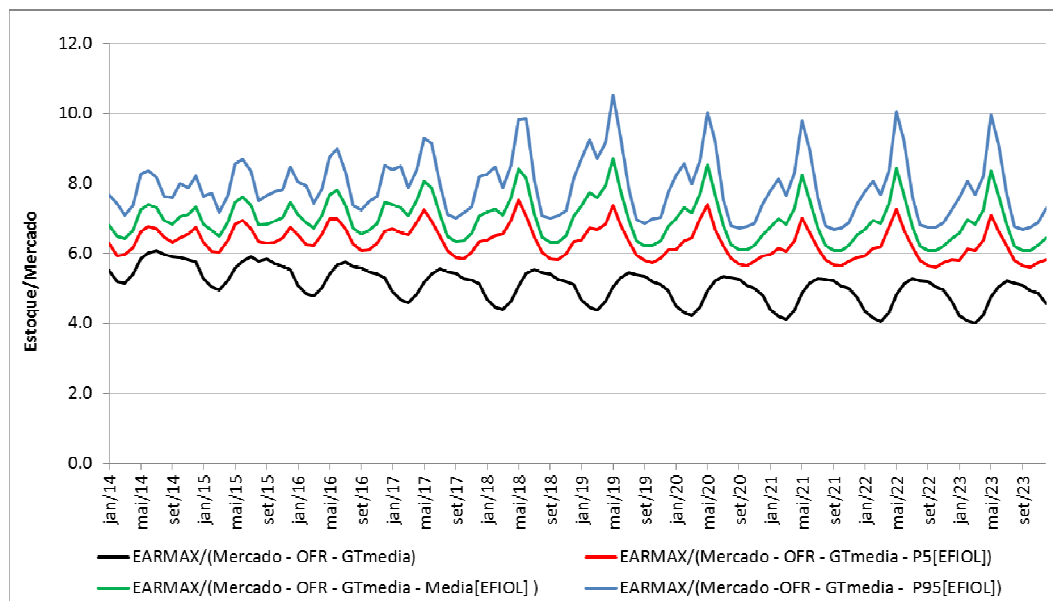


Figura 4 – Relação Capacidade de Armazenamento x Mercado: Considerando Incerteza na Afluência

Outro tipo de análise realizada consiste no atendimento do mercado por um cenário de afluência média para as usinas a fio d'água - Media [EFIOL] - e de Geração Térmica – GTmedia – considerando as incertezas na geração de outras fontes renováveis (OFR). Foram analisados três cenários: um envolvendo a expectativa de geração destas usinas no PDE 2023, um cenário de geração reduzido (com menos 20% da expectativa de geração) e outro cenário mais favorável (com acréscimo de 20%).

Devido à elevada participação das fontes renováveis na expansão da capacidade instalada do SIN (42%), tendo como destaque a fonte eólica, a incerteza na geração destas fontes afeta a relação entre a capacidade de armazenamento e mercado de forma significativa. A Figura 5 apresenta o comportamento das curvas para cada cenário analisado. A variação da contribuição energética de todas as fontes renováveis ao longo dos meses é influenciada, principalmente, pelas usinas eólicas e a biomassa, que possuem característica sazonal semelhante e maior contribuição em montantes de energia que as PCH e solares, dentro do horizonte do PDE 2023. Contabilizando a geração total das fontes renováveis, para os cenários avaliados, o pico de geração ocorre no período seco (mais precisamente no mês de setembro), enquanto que a menor geração ocorre no período úmido (março). Esse perfil complementar das fontes renováveis em relação às usinas hidrelétricas é importante para o acréscimo da capacidade de armazenamento, já que a maior contribuição energética das fontes renováveis ocorre justamente no período de menor afluência. No entanto, mesmo com a contribuição das fontes renováveis, observa-se na Figura 5 que a maior relação estoque/mercado ocorre no início do período seco (nos meses de maio e junho). Isso ocorre porque, ao totalizar a geração das fontes renováveis com a das usinas a fio d'água, os máximos ocorrem exatamente nestes meses, que coincidem com o momento que as hidrelétricas estão saindo do melhor cenário de afluência, enquanto as eólicas estão começando a melhorar seu perfil de geração.

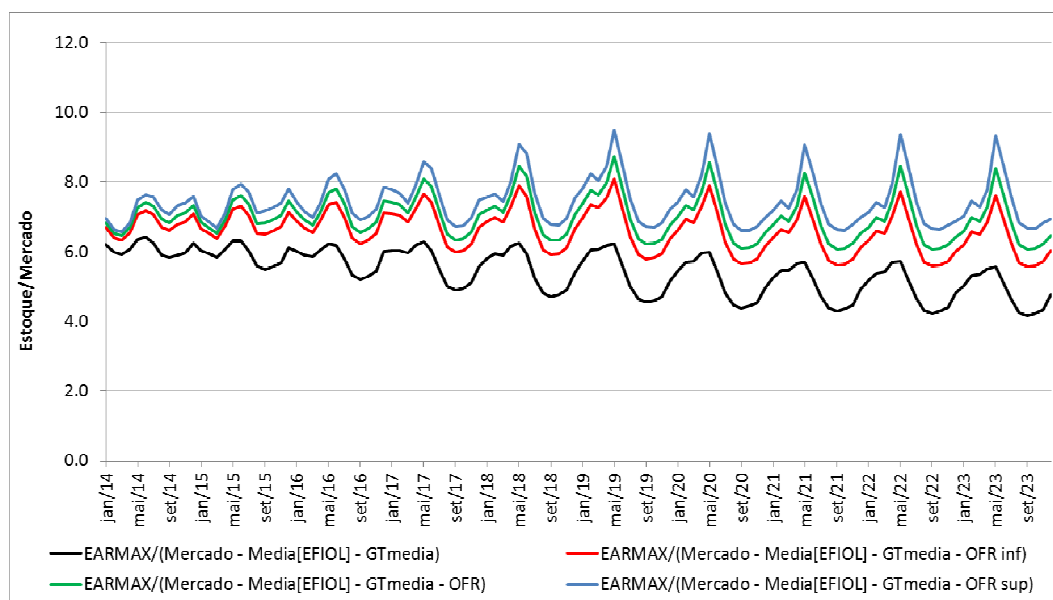


Figura 5 – Relação Capacidade de Armazenamento x Mercado: Considerando Incerteza de Outras Fontes Renováveis

3.2 Incertezas Controláveis

Como incertezas controláveis, foram utilizados diferentes cenários de geração termelétrica. Ao considerar o mercado atendido por um cenário médio tanto de afluência incremental às usinas a fio d'água - Media [EFIOL] - quanto de geração de fontes renováveis (OFR), esta análise envolve duas possibilidades de despacho térmico: Geração Térmica Média (GTmedia) ou geração térmica aumentada de acordo com a época do ano (geração térmica máxima de agosto a novembro e apenas inflexibilidade nos demais meses). Destaca-se que este último cenário possui maior geração térmica, pois, mesmo tendo apenas a inflexibilidade em 8 meses do ano, apresenta, em 2023, 4.000 MW médios a mais que o cenário de geração média durante o ano todo.

Com o cenário de geração térmica média, observa-se uma redução acentuada na relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado, do período úmido para o seco, que se intensifica com o passar dos anos, conforme destacado anteriormente. Por outro lado, o cenário que envolve o despacho térmico máximo de agosto a novembro, muda o perfil da curva, pois reduz a carga a ser atendida pelos reservatórios e, com isso, passa a permitir um maior armazenamento (ou menor deplecionamento) no período seco, como é possível observar na Figura 6.

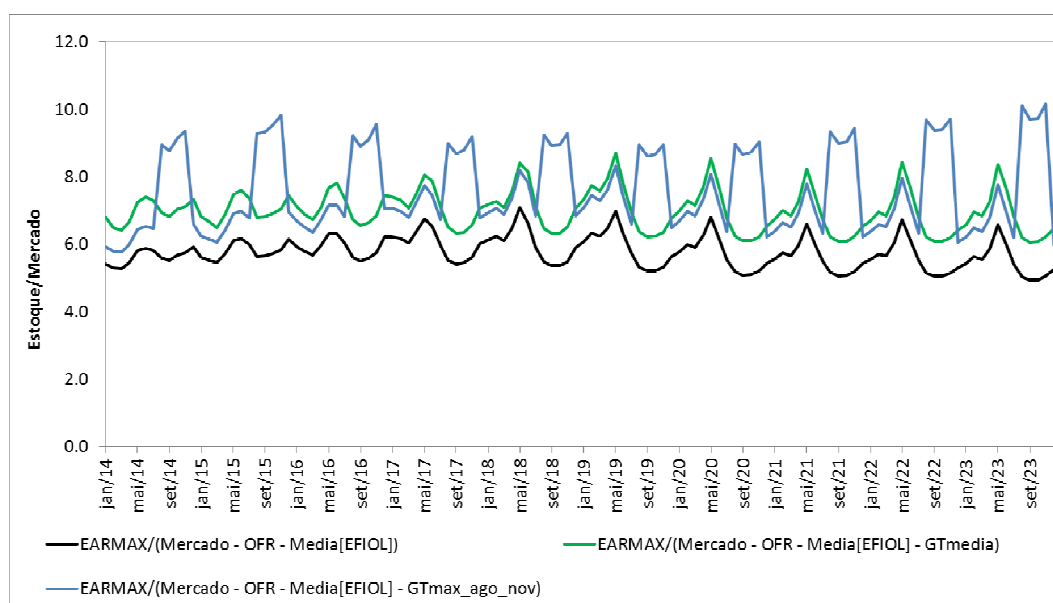


Figura 6 – Relação Capacidade de Armazenamento x Mercado: Considerando Incerteza na Política Operativa

Também foi realizada uma análise de sensibilidade considerando um cenário crítico, com redução tanto de geração de fontes renováveis (OFR inf) quanto de afluência – P5 [EFIOL]. Para esta condição, a Figura 7 apresenta três cenários de geração térmica: um cenário médio de geração (GTmedia), um cenário superior de despacho térmico, com geração máxima de agosto a novembro e geração térmica média nos demais anos (GTsup) e um cenário de geração térmica máxima durante todo o ano (GTmax). Neste caso, o cenário com geração térmica superior cumpre importante papel em evitar uma redução mais intensa na relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado ao longo dos anos, permitindo postergar o deplecionamento dos reservatórios no período seco e, assim, reduzindo a dependência de boas afluências nos períodos úmidos subsequentes. O cenário de geração térmica máxima durante o ano todo, embora seja caracterizado por um custo de operação extremamente elevado, demonstra que, mesmo em cenários críticos de geração de fontes não controláveis, é possível obter um acréscimo na relação estoque/mercado ao longo dos anos, com o aumento da contribuição das fontes térmicas convencionais. No entanto, a necessidade de despacho térmico é mais evidente no período seco que no período úmido.

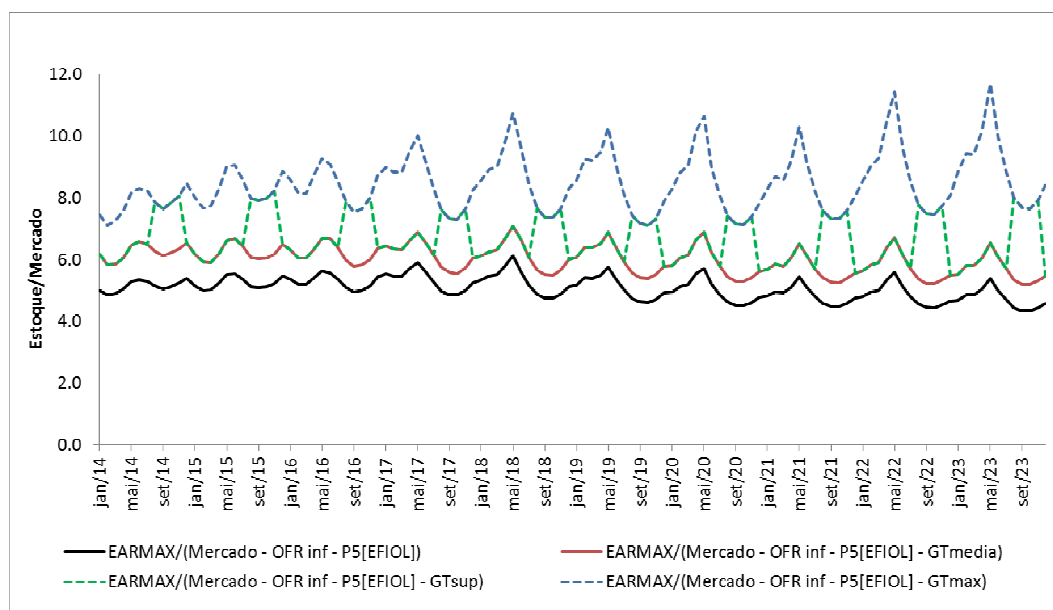


Figura 7 – Relação Capacidade de Armazenamento x Mercado: Considerando Incerteza na Política Operativa (Cenário Crítico)

4.0 - CONCLUSÃO

Conclui-se que, para a configuração do PDE 2023, a relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado a ser atendido pelos reservatórios é impactada pelo cenário de afluência das usinas à fio d'água, contribuição das outras renováveis e despacho termelétrico. Cenários favoráveis de afluência impactam positivamente no aumento da relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado, principalmente no período úmido. Por outro lado, em cenários desfavoráveis de afluência, mesmo quando associados à redução da oferta de outras fontes renováveis, as térmicas cumprem importante papel para não só evitar a redução da capacidade de regularização mas até elevar esse nível, dependendo da política operativa adotada. Conclui-se assim que, a partir das incertezas que envolvem a contribuição das fontes não controláveis é possível obter diferentes níveis de dependência dos reservatórios. Entretanto, a política operativa das termelétricas pode compensar essa variação.

A expansão do sistema hidrelétrico com usinas a fio d'água, em detrimento da construção de novos reservatórios, resulta em uma maior variação na relação estoque/mercado ao longo dos meses, acentuando os impactos da sazonalidade. Para mitigar esse efeito, as fontes renováveis cumprem importante papel e, por isso, torna-se necessária a análise cada vez mais detalhada do comportamento destas fontes para avaliar sua real contribuição ao SIN. Quanto as usinas termelétricas, destaca-se sua relevância para a segurança do sistema, por poderem garantir a geração quando necessário, principalmente no período seco e em situações críticas para as fontes não controláveis.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasil.
- [2] MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Brasil.
- [3] ONS. “Plano de Operação Energética 2013/2017”. Brasil.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Renato Haddad Simões Machado

Nascido em São Paulo/SP, em 29 de janeiro de 1985.

Mestrado em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Graduado em Engenharia Elétrica pela UFRJ.

Empresa: EPE, desde 2009.

Fernanda Fidelis Paschoalino

Nascida em Niterói, em 05 de julho de 1984.

Mestre em Engenharia de Produção pela UFF, Graduada em Engenharia de Produção pela UFF.

Empresa: EPE, desde 2009.

Glaysson de Mello Muller

Nascido no Rio de Janeiro/RJ, em 19 de Agosto de 1980.

Doutorando em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Mestrado em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ.

Empresa: EPE, desde 2013.

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Nascida no Rio de Janeiro - RJ, Brasil, em 9 de fevereiro de 1983.

Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE - UFRJ, Graduada em Engenharia Elétrica pela UFRJ.

Empresa: EPE, desde 2007.

Roney Nakano Vitorino

Nascido em Campinas/SP, em 21 de Abril de 1980.

Mestrado em Engenharia Elétrica pela POLI-USP. Graduado em Engenharia Elétrica pela POLI-USP.

Empresa: EPE, desde 2013.

Sabrina Cristina Lobo

Nascida no Rio de Janeiro/ RJ, em 18 de janeiro de 1980

Graduada em Engenharia Elétrica pela UFRJ, Rio de Janeiro – RJ

Empresa: EPE, desde 2014.

Simone Quaresma Brandão

Nascida no Rio de Janeiro/ RJ, em 6 de novembro de 1971

Graduada em Matemática pela Universidade Castelo Branco, Rio de Janeiro – RJ

Empresa: EPE, desde 2009.