



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

CB/GPL/07

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

AValiação DO EFEITO DE SECAS SEVERAS NO BRASIL E DE MECANISMOS QUE REDUZEM O IMPACTO AOS AGENTES DO SETOR

Ewerton Guarnier (*)
EDP

Donato da Silva Filho
EDP

Luísa H. M. R. Faria
EDP

Dorel Soares Ramos
USP

RESUMO

Situações de secas severas e prolongadas são visualizadas na natureza com baixíssima periodicidade e muitas vezes não são consideradas no planejamento do setor ou utilizadas pelas empresas em análises de risco, devido à baixa probabilidade de ocorrência. Porém os resultados para o setor elétrico são devastadores, com a redução da oferta de energia, aumento dos preços e do risco de déficit, redução de investimentos no setor, redução da competitividade da indústria, dentre outros.

Neste estudo serão avaliados os impactos que estas secas severas ocasionam em todos os agentes do setor e medidas que podem ser tomadas para reduzi-lo.

PALAVRAS-CHAVE

Secas Severas, Mitigação de Risco, Risco Hidrológico, Térmicas de Base

1.0 - INTRODUÇÃO

O Brasil é composto por um parque de geração predominantemente hidroelétrico, com aproximadamente 70% da capacidade instalada e 75% da geração total proveniente desta fonte. Sendo assim, a disponibilidade de energia no país está intrinsecamente ligada às condições hidrológicas, que são estocásticas por natureza e que historicamente apresentam períodos de escassez prolongada.

Quando se analisa o histórico hidrológico brasileiro, que possui registros desde 1931, nota-se que as condições de secas são cíclicas, influenciadas por eventos globais como o El Niño e a La Niña. O histórico recente dos últimos 15 anos apresenta 3 ocasiões de aumento de preços da energia: (i) em 2001 a redução da disponibilidade hídrica aliada à redução de investimentos no setor resultou em um racionamento de energia, (ii) em 2008 o atraso do período chuvoso resultou em um aumento de preços súbito no período úmido, e (iii) de 2012 a 2016 o sistema tem sofrido com uma das maiores secas de todo o histórico, que resultou em um aumento de custo de energia para todos os consumidores, assim como exigiu medidas estruturais do governo para reduzir o impacto nos agentes do setor mais expostos aos preços do Mercado de Curto Prazo (MCP).

O momento de escassez observado de 2012 a 2017 não culminou em um racionamento de energia, assim como em 2001, devido ao aumento da participação termelétrica na matriz elétrica, que garantiu o atendimento à demanda com um custo elevado, porém a recente priorização de investimentos em fontes renováveis, como usinas eólicas, solares e hidrelétricas sem reservatórios, potencializam o efeito das secas.

Algumas soluções já foram implementadas para atenuar o impacto das secas para os agentes do setor, como: (i) a

(*) Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, eguarnier@usp.br

redução do teto do PLD, (ii) as bandeiras tarifárias que, além de sinalizar para os consumidores cativos os momentos em que a geração de energia está mais cara, também alivia o impacto dos altos custos de geração no caixa das distribuidoras, e (iii) a repactuação do GSF (*Generation Scaling Factor*) no Ambiente Regulado para as usinas hidrelétricas, que mitigou parte do risco destas em relação à exposição no MCP pela redução da geração hidrelétrica.

Ainda, existem soluções estruturais que podem ser implementadas visando a mitigação dos efeitos de secas severas, como as usinas termelétricas (UTE) de base, que podem ser instaladas em regiões eletricamente mais vantajosas, possuem custo de geração de energia mais baixo e com menor impacto ambiental em relação às térmicas movidas à óleo combustível e diesel, e podem ser acionadas na base do sistema, aumentando a segurança energética. Desta forma, este estudo apresentará a avaliação desta solução em relação à redução do custo e à mitigação do risco para todos os agentes do setor, como as distribuidoras, os consumidores cativos, as termoelétricas de alto custo variável de geração e as geradoras hidroelétricas.

2.0 - VARIABILIDADE HIDROLÓGICA E O IMPACTO NO SETOR ELÉTRICO

O parque gerador brasileiro ainda é composto majoritariamente por usinas hidroelétricas, fazendo com que a oferta de energia e a garantia do suprimento esteja intrinsecamente ligada às condições hidrológicas. Atualmente esta fonte representa aproximadamente 70% da capacidade instalada e projeta-se que esta participação seja reduzida para 64% em 2023 (EPE, 2014) com o aumento da capacidade de usinas eólicas, solares e térmicas, porém ainda representando uma participação significativa. Assim, a variabilidade das condições hidrológicas afeta, e continuará afetando, demasiadamente a oferta de energia no setor, resultando em situações de elevações bruscas e prolongadas de preços ou, em casos extremos, em situações de corte de carga, os chamados racionamentos de energia.

A FIGURA 1 apresenta a participação da geração hidrelétrica na geração total do sistema desde 2000, ano anterior ao racionamento de energia. Nesta ocasião, em 2001, a matriz energética era composta quase que totalmente por usinas hidroelétricas e, assim, não haviam alternativas de oferta de energia em condições de hidrologia desfavorável, levando para o racionamento de energia. Este evento foi responsável pela alteração da política de diversificação da matriz elétrica brasileira, que passou a conter maior participação de outras fontes, como as usinas termelétricas. Assim, as condições desfavoráveis visualizadas desde 2012 foram responsáveis pelo aumento da geração termelétrica, com conseqüente aumento de preços no setor, porém que não levaram a uma situação de corte de carga.

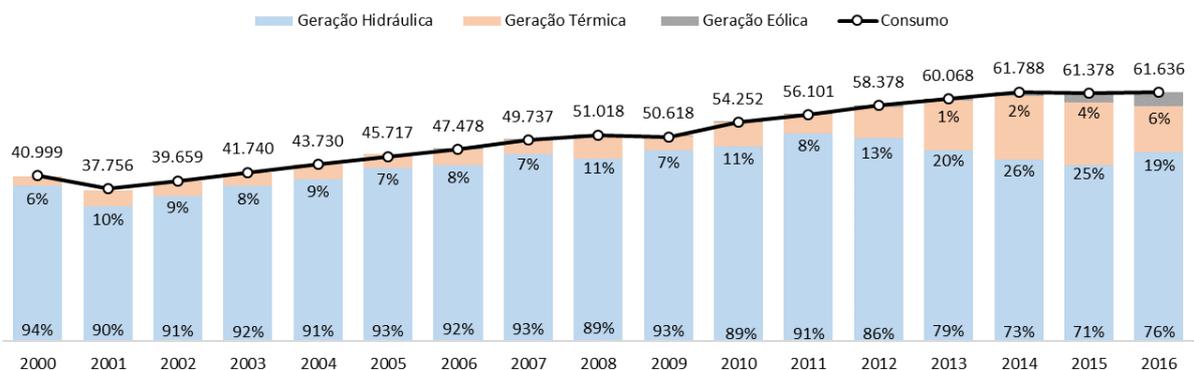


FIGURA 1 – Participação da geração hidrelétrica na geração total do sistema

A FIGURA 2 e a FIGURA 3 apresentam as Energias Naturais Afluentes (ENAs) anuais do histórico, desde 1931, para o Sudeste/Centro-Oeste e para o Nordeste. Nota-se a grande dispersão dos valores anuais, que podem variar de aproximadamente 110 GWm para 40 GWm (175% de variação) no Sudeste e de 30 GWm para 5 GWm (500% de variação) no Nordeste. Ainda, nota-se que as hidrologias verificadas em 2015 e 2017¹ são piores que aquelas observadas na época do racionamento de 2001. Porém este histórico “recente” de pouco mais de 80 anos, que é utilizado nos estudos de planejamento e operação do setor, pode não representar toda a variabilidade da oferta de energia, como apresentado no estudo (MEKO, 2001) que reconstruiu o histórico de vazões em um rio em Sacramento, EUA até o século IX e concluiu que as secas foram menos severas nos últimos 100 anos do que no restante do histórico.

¹ Janeiro a março de 2017

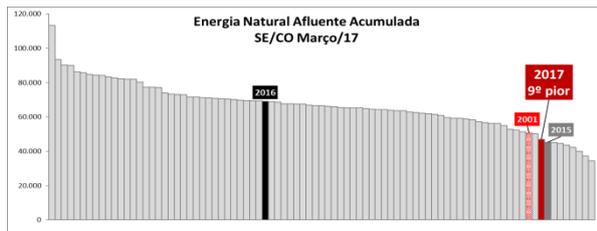


FIGURA 2 – ENAs anuais do Sudeste ordenadas.

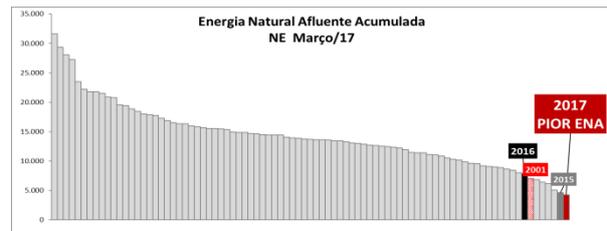


FIGURA 3 - ENAs anuais do Nordeste ordenadas.

O estudo (EDP, 2014) apresentou o impacto da variabilidade das condições hidrológicas no preço do mercado de curto prazo – PLD (preço de liquidação das diferenças), demonstrando que a volatilidade do PLD mensal do Submercado Sudeste para o período de janeiro de 2004 a dezembro de 2013 é de 55%, enquanto a volatilidade do índice Bovespa no mesmo período foi de 6,5%, ou seja, 8,5 vezes inferior à volatilidade do PLD, e o estudo (EDP, 2015) apresentou simulações iniciais de correlação entre o custo de geração hidrelétrica e térmica, que podem chegar a aproximadamente -80% para certos valores de CVU e de percentual comercializado das usinas térmicas, representando uma possível solução de *hedge* para os geradores hidráulicos e para o sistema elétrico de forma geral.

3.0 - METODOLOGIA E CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Um possível mecanismo utilizado como *hedge* para o sistema, conforme apresentado em (EDP, 2015), seria a ampliação da participação de térmicas de base na matriz elétrica, que possuem baixo custo variável, correlação negativa com os custos hidrelétricos e alta disponibilidade para despacho contínuo, que ajudaria a reduzir o impacto de secas severas para o setor elétrico e para os agentes que dele fazem parte. Assim, este estudo realizará uma avaliação da ampliação da participação de térmicas de base no sistema, demonstrando como esta solução pode contribuir positivamente nos cenários extremos de forma sistêmica e individualmente para cada agente do setor.

As simulações foram realizadas considerando simulações no NEWAVE, por este ser o software oficial do setor elétrico para cálculo e projeção de preços, com séries sintéticas (2.000 séries) de preços no mercado de curto prazo (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) e de Geração Hidrelétrica em dois casos:

- Caso 1: Simulação de 2015 a 2019 com o caso base do DECK do PMO de Janeiro de 2015.
- Caso 2: Simulação de 2015 a 2019 com a adição de térmicas de base no DECK do PMO de Janeiro de 2015.

A condição inicial visualizada em Janeiro de 2015 foi selecionada para as simulações justamente por representar uma condição crítica, com reservatórios deplecionados, expectativa de ENAs abaixo da média nos primeiros meses do ano e risco de déficit, assim representando uma situação de seca severa e potencializando os resultados da solução proposta.

A simulação das UTEs de base no sistema do caso 2 foi realizada a partir da conversão de todas as térmicas com CVU acima de 250 R\$/MWh do caso 1 para este patamar, o que representa aproximadamente 9,6 GWm de capacidade instalada. Desta forma, não foram alteradas as condições de oferta e demanda do sistema para os casos 1 e 2 com esta premissa de simulação.

Os benefícios deste tipo de solução possuem impactos positivos em praticamente todos os agentes do setor, conforme exposto abaixo:

- Sistêmico: redução do CMO, redução do custo térmico, redução da probabilidade de déficit, redução da profundidade do déficit, redução da volatilidade do PLD;
- Geradores Hidroelétricos: redução da variabilidade e dos casos extremos de exposição no MCP;
- Distribuidoras: redução da variabilidade e dos casos extremos dos componentes financeiros que neutralizam os custos da Parcela A;
- Consumidor Cativo: tarifas mais baixas e menos variáveis;
- UTEs de alto CVU: redução da probabilidade de despacho e consequentemente do custo de manutenção;

Estes impactos foram quantificados no estudo considerando duas métricas, impacto esperado ou médio e impacto em cenários extremos ou Percentil 90% (P90) dos cenários.

Ainda, os demais agentes do setor como os consumidores livres e os investidores também são beneficiados com esta solução, através da redução dos preços e principalmente do aumento da robustez na comercialização de energia, que será alcançada com a redução da volatilidade e dos valores extremos de PLD, situação onde o modelo passa a não funcionar em sua melhor forma.

4.0 - RESULTADOS

Como ressaltado anteriormente, os benefícios do aumento da participação das UTEs de Base foram quantificados de forma sistêmica e individualmente para os agentes do setor elétrico e, sendo assim, os resultados também serão apresentados desta forma nos próximos itens.

4.1 Benefícios sistêmicos

A TABELA 1 e a TABELA 2 apresentam os resultados do estudo para o caso 1, considerando o sistema atual, e para o caso 2, com a ampliação da participação de UTEs de base no sistema, em dois horizontes de estudo: (i) apenas para o ano de 2015 onde a situação era mais crítica do ponto de vista hidrológico e, (ii) para o horizonte 2015-2019 onde o sistema já apresenta uma recuperação dos reservatórios no longo prazo.

As análises foram realizadas para as 2.000 séries de PLDs e de geração hidroelétrica do NEWAVE e os resultados são apresentados considerando duas métricas de avaliação, a média e o Percentil 90% (P90), que representa os casos extremos para a variável em questão.

TABELA 1. Benefícios Sistêmicos 2015

Variável	Caso 1		Caso 2		Variação	
	Média	P90	Média	P90	Média	P90
CMO [R\$/MWh]	527,0	1.127,0	480,0	1.021,0	- 47,0	- 106,0
Custo Térmico [R\$ BI/Ano]	16,8	30,9	13,9	23,0	- 2,9	- 7,9
Déficit Médio [MWm]	187,3		178,7		- 8,5	

TABELA 2. Benefícios Sistêmicos 2015-2019

Variável	Caso 1		Caso 2		Variação	
	Média	P90	Média	P90	Média	P90
CMO [R\$/MWh]	231,0	446,0	188,0	359,0	- 43,0	- 87,0
Custo Térmico [R\$ BI/Ano]	8,1	13,7	7,1	10,8	- 1,0	- 2,9
Déficit Médio [MWm]	62,8		56,2		- 6,6	
Volatilidade [%]	46,8%	68,2%	41,0%	56,7%	-5,8%	-11,5%

As UTEs de base, incluídas no caso 2, reduziram o CMO do Sudeste de 2015 em aproximadamente 106 R\$/MWh nos casos extremos (P90) e em 47 R\$/MWh na média, representando uma redução média de aproximadamente R\$ 8 Bilhões na compra de energia no MCP de 2015. Quando se analisa os resultados de 2015 a 2019, verifica-se que os benefícios são ligeiramente reduzidos, devido a melhoria nas condições de armazenamento e de Energia Natural Afluente (ENA) no longo prazo, fazendo com que cenários com e sem UTEs de base se tornem mais próximos, onde o despacho térmico é reduzido. Porém, considerando a variação entre os casos em valores percentuais, nota-se que a redução é ainda maior para a análise com o horizonte de 2015-2019, onde a redução foi de 18,6% na média e de 19,5% nos casos extremos, sendo que para 2015 estas reduções ficaram em 8,9% e 9,4% respectivamente.

O Custo Térmico reduziu aproximadamente R\$ 3 Bilhões em 2015 no cenário médio, mesmo com o aumento da geração térmica. Esta redução é ainda maior para os casos extremos, chegando a R\$ 8 Bilhões. Novamente, os valores absolutos são menos significativos quando se analisa o horizonte de 2015 a 2019.

O déficit total médio reduziu em 8,5 MWm (~5%) nas simulações com as UTEs de base para 2015 e em 6,6 MWm (~11%) para 2015 a 2019. Este resultado, apesar de não ser muito expressivo, tem um significado interessante, pois os dois casos simulados possuem a mesma oferta e demanda de energia, ou seja, o balanço energético não foi alterado, e ainda assim o caso 2, com a "conversão" das UTEs de base permitiu a redução da expectativa de déficit do sistema. De fato, a consideração de térmicas mais baratas na matriz altera a decisão ótima do sistema, tornando uma geração térmica mais barata no momento t0 mais vantajosa que um déficit de energia em um momento futuro.

A última variável analisada de forma sistêmica é a volatilidade, que representa a intensidade e a frequência das variações de uma determinada variável. Quanto maior a volatilidade da variável, mais risco ela traz para os agentes que fazem parte do setor. Na simulação realizada a volatilidade do PLD foi calculada em cada série sintética do NEWAVE e posteriormente foram obtidas a média e o percentil 90 destes 2.000 valores, considerando os casos

com e sem UTEs de base. O caso com UTE de Base proporcionou uma redução de aprox. 6 p.p. na volatilidade média e de aprox. 11,5 p.p. nas séries com maior variabilidade (P90).

4.2 Distribuidoras

Os custos das distribuidoras de energia elétrica podem ser divididos em duas parcelas: (i) custos com a Parcela A, que não são gerenciáveis pela distribuidora e que possuem mecanismo de neutralidade, e (ii) custos com a Parcela B, que são gerenciáveis pela distribuidora e que, portanto, podem apresentar ganhos e perdas para a mesma. Dentro da Parcela A está incluído o custo com compra de energia, que possui parte de sua composição intrinsecamente ligada às condições hidrológicas, como o custo das usinas térmicas e o GSF das usinas cotistas, de Itaipu e das usinas repactuadas. Estes custos são repassados posteriormente aos consumidores através de reajustes e revisões tarifárias, porém a distribuidora ainda é impactada entre estes eventos pela alta flutuação do caixa e pela taxa de atualização reconhecida pela ANEEL, que se encontra abaixo dos referenciais de mercado.

O pior caso para a distribuidora é aquele em que a ANEEL reconhece na tarifa uma cobertura baixa para estes itens da Parcela A e o custo realizado se verifica muito acima da cobertura, comportamento este verificado em subidas súbitas de preços visualizadas em situações de secas severas. Assim, a variação dos custos da Parcela A representa um risco para a distribuidora e custos mais estáveis e com maior facilidade de previsão reduziriam a variabilidade de seu caixa.

O impacto das UTEs de base foi calculado através da alteração das séries de PLD e GSF e através da “conversão” do CVU das térmicas nos contratos de disponibilidade, fixando o máximo em 250,00 R\$/MWh. O montante e a sazonalização de cada tipo de contrato foram obtidos a partir dos dados realizados de 2015. Também foi definido, por premissa, que todos os contratos de quantidade das distribuidoras irão transferir todo o risco para as distribuidoras.

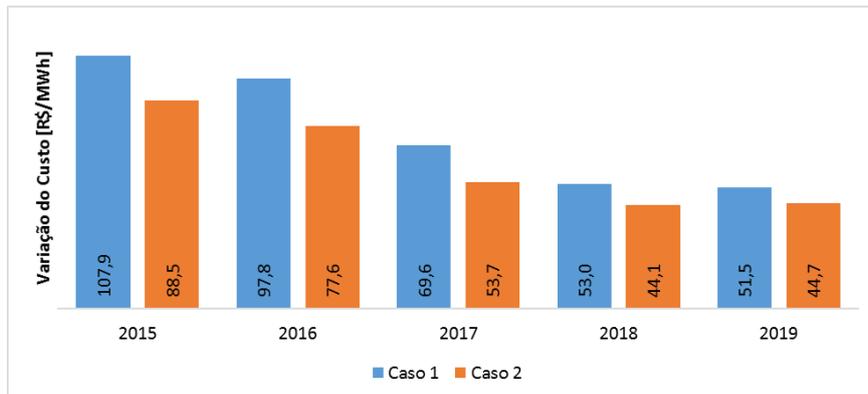


FIGURA 4 – Variação dos Custos das Distribuidoras (P95 – P05).

O aumento da participação das UTEs de base reduz a variabilidade do PLD e da geração hidrelétrica, reduzindo por consequência a variabilidade do custo com compra de energia das distribuidoras, como demonstrado na FIGURA 4. Assim, com a redução da variabilidade dos custos com compra de energia, a distribuidora poderá visualizar uma melhoria na previsibilidade dos custos com a Parcela A cobertos pelas tarifas dos consumidores, reduzindo a necessidade de contratação de empréstimos que não são cobertos integralmente no momento da devolução.

4.3 Consumidores cativos

Em cenários de secas severas os consumidores cativos visualizam uma grande elevação dos custos de energia, devido ao aumento dos custos com as usinas térmicas em contratos da modalidade disponibilidade e dos custos com as usinas hidroelétricas onde o risco hidrológico é imputado ao consumidor. Ainda, todos os consumidores, cativos ou livres, permanecem de sobrelivramento na eminência de um racionamento de energia, onde são obrigados a reduzir o consumo temporariamente.

As bandeiras tarifárias foram implementadas em 2015 com o objetivo de sinalizar aos consumidores sobre as condições de oferta de energia no sistema, que se refletem nos custos visualizados para atendimento a demanda, e para fazer com que estes reajam ao aumento de preços com a redução de consumo, amenizando a situação de “estresse” sistêmico. Este mecanismo também contribui para o alívio da situação financeira das distribuidoras, pois a receita é repassada para estas na proporção de suas elevações de custo. O sucesso deste mecanismo para a redução do consumo, porém, depende da elasticidade preço x consumo de energia que possui difícil aferição devido à baixa quantidade de eventos de alteração de preços para um consumidor cativo.

As UTEs de base, por sua vez, podem complementar este mecanismo, reduzindo o custo de compra de energia para os consumidores cativos, conforme apresentado na TABELA 3.

TABELA 3. Benefícios para os consumidores cativos

Variável	Caso 1		Caso 2		Variação	
	Média	P90	Média	P90	Média	P90
Custo [R\$/MWh] - 2015	169,70	211,53	158,46	195,94	-11,23	-15,59
Custo [R\$/MWh] - 2015-2019	147,12	175,37	141,09	163,48	-6,03	-11,89

As UTEs de Base contribuiriam para uma redução de aproximadamente 11 R\$/MWh na média e de 15,6 R\$/MWh nos cenários extremos de 2015. Para o período 2015-2019 esta redução seria de 6 R\$/MWh na média e de 11,9 R\$/MWh nos cenários extremos.

4.4 Térmicas de alto CVU

As usinas termoeletricas, de modo geral, operam de forma contínua e prolongada em situações de secas severas. Estas usinas, por sua vez, não são planejadas para operar nesta situação, em especial as usinas com alto Custo Variável Unitário (CVU), que só são despachadas em momentos de baixa condição hídrica, e que visualizam um elevado aumento em seus custos de manutenção e na probabilidade de quebra e parada de máquinas. A adição de UTEs de base no sistema reduziria a probabilidade de despacho de termoeletricas de alto CVU. Com isto, a usina reduziria o número de manutenções (overhauls) que faz durante sua vida útil e por consequência os seus custos operativos. Ainda, a redução do número de horas despachadas também reduz o risco de penalidades por índices de disponibilidade abaixo do padrão da usina.

A FIGURA 5 apresenta a probabilidade de despacho de uma usina térmica de acordo com o CVU para os dois casos estudados e a FIGURA 6 apresenta o número de manutenções realizadas em um período de 20 anos para os dois casos. A adição de UTEs de base no sistema reduz a probabilidade de despacho de termoeletricas de alto CVU e o custo com manutenções, aumentando a competitividade destes projetos.

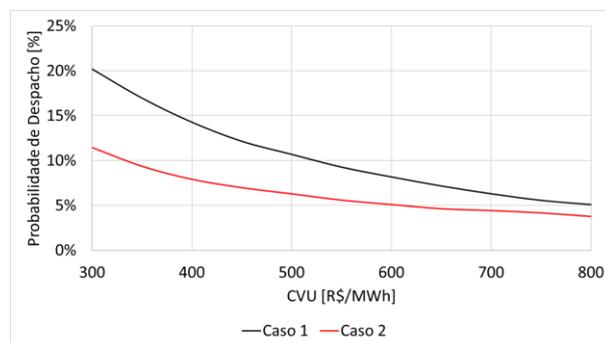


FIGURA 5 – Probabilidade de Despacho.

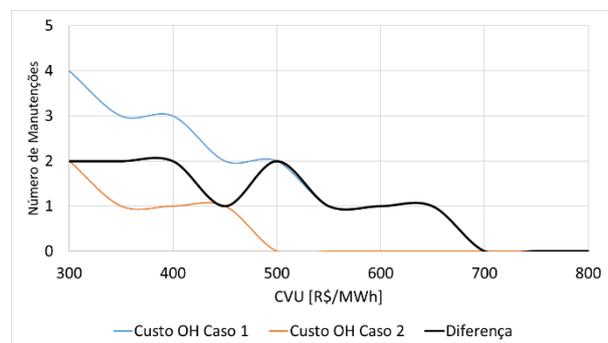


FIGURA 6 – Número de Manutenções.

4.5 Geradores hidroelétricos

Os geradores hidroelétricos são aqueles que apresentam os maiores impactos em situações de secas severas. Em um modelo hidrotérmico com o brasileiro, com grande participação hidroelétrica, o preço do mercado de curto prazo é fortemente correlacionado negativamente com a geração hidroelétrica. O significado desta afirmação é que quando a geração hidroelétrica é alta, com energia secundária, o preço do mercado de curto prazo é baixo e o resultado adicional para estes agentes de geração é pequeno. Por outro lado, quando a geração hidroelétrica é baixa, a carga está sendo complementarmente atendida por termoeletricas, sendo que a mais cara está formando o preço do mercado de curto prazo que valorará a exposição do agente termoeletrico. Um ponto que amplifica esta questão é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que funciona como uma espécie de seguro entre os agentes hidroelétricos para variações individuais na geração de energia, mas que deixa todos em uma mesma situação de déficit quando o conjunto gera abaixo da meta. Este comportamento foi verificado em 2015, quando a maioria dos geradores hidroelétricos foi impactado pela baixa geração do conjunto e expostos ao PLD, que se manteve no teto ou próximo deste valor no ano todo e que praticamente expôs o setor a uma situação de colapso. A solução para este problema conjuntural foi a repactuação dos contratos bilaterais com as distribuidoras, onde parte do risco foi passado aos consumidores cativos, assim como parte do resultado negativo visualizado em 2015.

A TABELA 4 apresenta os resultados das simulações para as usinas hidroelétricas. O aumento da participação das térmicas de base trouxe resultados positivos para as usinas hidroelétricas, com a redução dos custos médios no

curto e médio prazo e com a redução dos custos em cenários extremos no longo prazo, porém apresentou um aumento de custo nos casos extremos de 2015, onde a geração hidroelétrica reduziu com o aumento da geração termoeletrica e o PLD se manteve praticamente no teto para estes casos extremos.

TABELA 4. Benefícios para os geradores hidroelétricos

Variável	Caso 1		Caso 2		Variação	
	Média	P90	Média	P90	Média	P90
Custo [R\$/MWh] - 2015	37,56	69,49	37,32	77,33	-0,24	+7,84
Custo [R\$/MWh] - 2015-2019	13,44	29,05	12,15	27,40	-1,29	-1,64

5.0 - CONCLUSÕES

Situações de secas severas são visualizadas com baixa periodicidade na natureza, porém precisam ser avaliadas com cuidado, pois os impactos são significativos para o setor elétrico e para os agentes que dele fazem parte, levando a situações extremas, como o racionamento de energia visualizado em 2001, ou a situações de aumento generalizado de custos, levando ao desequilíbrio financeiro dos agentes e a modificações do modelo impulsionadas pela conjuntura.

O aumento da participação de térmicas de base na matriz elétrica é uma solução que pode beneficiar o setor elétrico, de forma geral, e todos os agentes que dele fazem parte, principalmente nestes momentos de secas severas. Os estudos apresentam a quantificação destes benefícios de forma sistêmica; para as distribuidoras de energia, com a redução da variabilidade dos custos de energia e da composição dos componentes financeiros; para os consumidores cativos, com a redução do custo de energia; para as usinas térmicas de alto CVU, com a redução da probabilidade de despacho e dos custos com manutenção; e para as usinas hidrelétricas, com a redução do custo de energia no longo prazo para cenários adversos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE, 2014.

(2) EDP – Energias do Brasil. Definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Contribuição à Audiência Pública ANEEL nº 54/2014. Brasília, 10 de novembro de 2014.

(3) EDP – Energias do Brasil. Obter subsídios com vistas ao aprimoramento dos instrumentos para a repactuação do risco de deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Contribuição à 2ª Fase da Audiência Pública ANEEL nº 32/2015. Brasília, 08 de setembro de 2015.

(4) MEKO, D. M. et al. Sacramento River Flow Reconstructed to A.D. 869 From Tree Rings. Journal of the American Water Resources Association. Vol. 37, N° 04. Aug, 2001.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ewerton Guarnier, São Paulo, 1983. Possui graduação em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP), concluída em 2009, mestrado em comercialização de energia pela EPUSP com o tema “Simulador de estratégias de participação em leilões de energia existente para geradores” e cursa o Doutorado na EPUSP com o tema “Metodologia e ferramental para previsão de preços no mercado livre com o suporte de Algoritmos Genéticos e utilização de técnicas de Clusterização”. Tem atuado em todos os segmentos do setor elétrico com foco em (i) regulação econômica, reajustes e revisões tarifárias para as distribuidoras de energia elétrica; (ii) otimização da carteira de contratos e precificação de contratos bilaterais para comercializadoras de energia elétrica e; (iii) otimização do portfólio de investimentos, otimização de contratos, precificação de contratos e desenvolvimento de ferramentas de inteligência de mercado para as geradoras.

