



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

FI/GPL/16
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

E QUANDO AS CHUVAS DE VERÃO FOREM DO TIPO CISNE NEGRO?

Raphael Bertrand Heideier
Energia e Automação Elétricas-EPUSP

Paulo Sérgio Franco Barbosa
Faculdade de Engenharia Civil-UNICAMP

Fernando Amaral de Almeida Prado Junior
Faculdade de Engenharia Civil-UNICAMP / SINERCONSULT

João Eduardo Gonçalves Lopes
Faculdade de Engenharia Civil-UNICAMP

RESUMO

Taleb desenvolveu a teoria dos eventos altamente improváveis, aqueles que embora sejam claramente possíveis deixam de ser considerados nas análises por serem classificados como improváveis, os quais foram denominados cisnes negros.

Estes quando acontecem acabam sendo impactantes, e a posteriori causam comoção nos analistas que lamentam o fato de não terem considerados como potencialmente passíveis de acontecerem os cenários resultantes.

Este artigo analisa, utilizando o ferramental SolverSIN, impactos ao Setor elétrico brasileiro casos a hidrologia de 2015 e 2016 venha a ser classificada como um evento cisne negro, a nomenclatura utilizada por Taleb para classificar eventos de baixíssima probabilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento, Recursos Hídricos, Racionamento, Setor Elétrico Brasileiro.

1 - INTRODUÇÃO

Ornitologistas durante séculos acreditaram que todos os cisnes eram brancos. No entanto, conforme relata Taleb (Taleb, 2007) bastou apenas uma singular observação de um cisne negro na Austrália para invalidar a teoria da unicidade da cor branca entre os cisnes. Utilizando-se deste fator histórico, Taleb desenvolveu sua teoria dos eventos altamente improváveis.

Segundo este intelectual, um evento cisne negro configura-se como um evento que é sistematicamente desqualificado nas análises pela sua alta dose de improbabilidade de ocorrência. No entanto, embora improvável, pode ocorrer. Pela sua desconsideração sistemática em cenários, o evento “cisne negro” traz em sua linhagem alta dose de consequências.

Taleb em seu livro “O Cisne Negro - o impacto do altamente improvável” (Taleb, 2007) identifica 3 características básicas para que um evento seja classificado como “cisne negro”: (i) ser sistematicamente desconsiderado dos cenários prospectivos, (ii) quando ocorre fica evidente para os agentes envolvidos que existia uma probabilidade de sua ocorrência que foi desconsiderada e (iii) sua ocorrência provoca graves consequências (muitas delas em decorrência do fato de não ter sido levado em conta e portanto sem a construção de um plano de contingências), de tal sorte que as análises subsequentes se alteram de forma estrutural.

Este artigo analisa, para o setor elétrico brasileiro, as consequências de uma hidrologia altamente desfavorável nos próximos períodos chuvosos (2015 e 2016), considerando-se que em 2014 o cenário de armazenamento de energia (volume dos reservatórios) já é francamente desfavorável.

Como objetivo procurou-se evidenciar que, por razões políticas, os governos de qualquer matiz partidária procuram sempre negar as probabilidades de crises em um setor tão relevante para a economia como o setor elétrico.

As previsões governamentais são, por definição, sempre otimistas, inclusive porque poderiam provocar em caso contrário efeitos auto induzidos¹. Taleb (2007) lembra que o interesse dos servidores públicos é de sobrevivência e auto preservação e não necessariamente explicitar a verdade. O principal ensinamento daí decorrente é que se faz necessário se manter vigilante sobre os efeitos que podem decorrer de decisões enviesadas pelo otimismo ou por postergações de decisões difíceis.

Considerado o status dos reservatórios e a conjuntura política do setor elétrico brasileiro, os autores estudaram as consequências que sucessivas séries desfavoráveis de hidrologia podem causar no País, provocando crises que podem estar muito além de cenários clássicos de racionamento.

O artigo traz como objetivo principal a necessidade de se buscar alternativas pré-concebidas para administração de crises que transcendam o mero plano político do jogo de poder, pois as consequências podem ser catastróficas.

2 - CRISES HÍDRICAS E SAZONALIDADES

Quando analisada a conjuntura da situação dos reservatórios brasileiros das usinas hidroelétricas, mais bem detalhada em seção subsequente, verifica-se que a desconsideração de cenários sombrios pode ser catastrófica. Crises hídricas têm se espalhado pelo mundo como, por exemplo, na Austrália e na Califórnia, onde longos períodos de estiagem tem marcado a necessidade de políticas públicas abrigarem medidas extremas.

No Brasil, o ano de 2014 e o início de 2015 tem sido pródigos em tornar transparente para a sociedade que existem problemas de eventos climáticos extremos e que a falta de planejamento para enfrentar situações críticas vai requerer sacrifícios e mudanças de hábitos na população. Evidências de outros países como a Austrália que vivenciou situações de seca por nove anos seguidos, representam um bom exemplo. Nesse país a crise foi até mesmo apelidada de “The big dry” e a semelhança do comportamento de políticos brasileiros, a fé religiosa foi chamada para dar justificativas à dimensão do problema² (Breyfogle, 2010; The Economist, 2007).

Na Califórnia, em novembro de 2013, as autoridades liberaram apenas 5% do volume de água requerida pelo mercado, caracterizando um racionamento de graves proporções (Miller, 2014).

As crises hídricas representam apenas uma das faces do problema da dificuldade potencial com a adequação do suprimento para fazer frente à disponibilidade de energia para a sociedade, pois existe de forma importante a questão da sazonalidade das vazões, muitas vezes agravadas pelas mudanças climáticas. A crise Australiana também evidenciou que altas volatilidades estão presentes nos novos cenários de clima. Naquele país, as vazões do Rio Darling variam entre 0,04% até 911% da MLT (The economist, 2007).

No Brasil, a energia produzida pela UHE Belo Monte segundo (Goy, 2011), pode variar até 15 vezes durante o ciclo hidrológico de um ano, ou seja, entre 690 e 10.361 MW_{med}. A Usina de Santo Antônio altera sua produção de 1.000 para 2.900 MW_{med} e a de Jirau de 900 para 3.700 MW_{med} (Arteiro, 2013).

Esta situação vai alterar o equilíbrio da regulação de usos múltiplos da água no Brasil onde até o momento o setor de eletricidade sempre gozou de primazia.

O Brasil, pela abundância de seus recursos hídricos, raramente ou nunca, antes do biênio 2014/2015, enfrentou um conflito real pelo uso desses recursos. Situações que são frequentes em outros países representam um novo paradigma na governança da hierarquia de uso da água no Brasil.

O exemplo de múltiplos usos para recursos hídricos nos EUA é evidenciado por Kosnik (2012) por meio do elevado número de agências e departamentos envolvidos em 4 esferas de poder³. Nesse estudo Kosnik (2012) elenca 19 entidades regulando a gestão de bacias. Ressalte-se que Kosnik considera que sua lista que envolve entidades tão diversas como o Departamento de Assuntos Indígenas e o Departamento de Energia, como por exemplo.

Assim, os recursos destinados à geração hidroelétrica competem com a pesca, agricultura, irrigação, turismo, preservação histórica e ambiental, transporte fluvial, piscicultura e abastecimento de água entre outros usos.

¹ Afinal quem já viu um presidente de Banco Central fazer previsões que a inflação irá subir.

² “... There is no point in pretending to Australia otherwise. We must all hope and pray there is rain”, foi a fala do primeiro ministro John Howard em abril de 2007.

³ Municipal, estadual, federal e agências reguladoras diversas.

A necessidade de gerenciar estes recursos é decorrente da constatação que as reservas hídricas estão declinando em muitas partes do mundo devendo ser objeto de interesse da ciência e preocupação em geral da sociedade (Taylor, 2014).

A Consultoria PSR (2014) identificou recentemente que não existem mecanismos institucionais bem estabelecidos para definir as prioridades de uso da água e eventuais compensações para os setores prejudicados, mesmo considerando a previsão na lei da prioridade para abastecimento humano. A lei de recursos hídricos, ainda segundo a PSR (2014), que define o arcabouço legal para os usos múltiplos da água, diz basicamente que as agências envolvidas, por exemplo, a ANA⁴ e o ONS, deveriam chegar a uma decisão consensual. No entanto, não há nenhuma indicação de como agir em caso de interesses divergentes.

Os autores são de opinião que a crise hídrica do biênio 2014/2015 trouxe para a agenda de discussão de políticas públicas o tema de usos múltiplos da água e que este tema ali permanecerá por longo tempo.

3 - SEGURANÇA ENERGÉTICA

As chuvas podem comprometer a segurança energética de um país como o Brasil que tem sua base de geração ancorada em projetos hidroelétricos. No entanto, é importante conceituar que a designação segurança energética é uma designação genérica que pode ser mais bem conceituada com 3 vertentes diferentes: (i) **Segurança Energética**⁵, propriamente dita, representa a habilidade de um sistema conviver com perturbações elétricas (controle da tensão, administração de congestionamentos nos sistemas de transmissão, capacidade de reservas girantes, disponibilidade de reservas de potência entre outros aspectos anclares); (ii) **Adequação Energética** é a capacidade do sistema atender às demandas de energia e de potência dos consumidores por todo o tempo (planejamento, capacidade instalada, disponibilidade de reservas) e (iii) **Preços**: capacidade do sistema de oferecer estas facilidades com preços passíveis de serem suportados pela sociedade.

Ao longo dos últimos 30 anos a necessidade da preservação do meio ambiente transformou-se em um grande consenso, o que se apresenta como um avanço imensurável da sociedade contemporânea. No entanto, de forma ingênua e equivocada, visões extremadas e exaltadas apresentam obras de infraestrutura, em geral, e barragens e reservatórios, em particular, como sérias ameaças ambientais, desconsiderando que investimentos em infraestrutura são indispensáveis para o desenvolvimento sustentável e para a erradicação da pobreza (Gomide, 2012).

Mesmo que os aspectos de segurança sejam ofertados por meio de processos competitivos, usualmente requerem que sejam coordenados de forma centralizada, enquanto que os aspectos relacionados à adequação podem ou não serem gerenciados de forma descentralizada. É conveniente destacar que em momentos de crise, estas três dimensões se interligam e provocam prejuízos na segurança, na economia e na qualidade de vida da sociedade em geral. Talvez por esta razão exista tanta relutância na decretação de estados de emergência, com o temor por óbvio das consequências políticas (Oren, 2000).

De outra parte, quando a crise se instala e estados de emergência são decretados, estes normalmente decorrem de postergações de providências que poderiam ser evitadas por parte das autoridades, especialmente quando se consideram cenários do tipo “cisne negro”. A gravidade de cenários altamente improváveis, mas possíveis, é analisada nas seções subsequentes.

Outro aspecto a considerar diz respeito a crises que redundam do desequilíbrio da oferta e demanda de energia fazendo com que os preços se elevem e novas condições de equilíbrio possam ser alcançadas. Se mesmo assim o desequilíbrio persiste, então um racionamento se faria necessário. O estudo da segurança energética leva a discussões se um racionamento deve ser geral em todas as classes de consumo ou se deveria contemplar apenas aquelas que minimizariam os impactos para a economia como um todo? A mesma discussão poderia ainda envolver se esta solução de crise deveria ser regional ou se deveria envolver toda a extensão territorial abarcada pelo problema (Nooji, Lieshout e Koopmans, 2009).

Finalmente, com foco na temática deste trabalho os autores questionam se não seria mais prudente aceitar que racionamentos podem ser uma ferramenta de gestão dos preços minimizando os impactos da Economia desde que feitos com pequena intensidade, mesmo que mais frequentes.

4 - O MODELO SOLVER SIN

Para simulação dos cenários propostos foi utilizada uma ferramenta denominada SolverSIN, desenvolvido por Lopes (2007) em sua tese de doutorado.. Esta consiste em um modelo matemático de otimização não-linear para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica, que, de forma simplificada simula os resultados do NewWave. Este modelo foi implementado em uma planilha eletrônica (Excel) e utiliza o programa de otimização GAMS para o cálculo do despacho ideal. É uma representação a sistemas equivalentes,

⁴ Agência Nacional de Águas.

⁵ Propriamente dita

com intercâmbios entre sistemas, e todo o detalhamento das usinas geradoras hidráulicas, pchs, térmicas, evaporação e demais condicionantes do planejamento da operação de médio prazo.

A principal simplificação utilizada nesta ferramenta é definir a “priori” um cenário específico de afluência, ou seja, se concebe como dado de entrada uma série apenas de Energia Natural Afluente para cada sub-mercado. Com isso a otimização é muito rápida, inferior a um minuto, e os resultados são próximos aos resultados obtidos pelo Newave quando utilizada a média das Energias Natural Afluentes - ENAs das duas mil séries sintéticas geradas pelo Newave.

Como dados de entrada, além das ENAs, o modelo recebe os dados das usinas geradoras, os limites de intercâmbio, a projeção da carga de energia e outros parâmetros do deck oficial de arquivos de entrada do próprio Newwave.

5 - CENÁRIOS ESTUDADOS

Entre os anos de 2002 e 2013, a energia armazenada máxima aumentou 28%, enquanto a demanda aumentou 52% (ONS, 2014). Ao mesmo tempo, a demanda por água para consumo humano também tem sido crescente. Desta forma, a capacidade de regularização pluriannual dos reservatórios está diminuindo e não há nenhuma perspectiva de inversão deste quadro. O SIN está cada vez mais dependente das termelétricas mesmo em anos com afluências médias. Alguns analistas consideram que a Garantia Física- GF das UHEs brasileiro poderia estar superestimada.

Um período de estiagem em um subsistema – SS – não implica em estiagem nos demais SS. Exatamente a existência de complementaridade entre a afluência nas diferentes regiões do país é um dos fatores que reforçam a segurança energética do SIN. No entanto, reservatórios com baixa capacidade de armazenamento contribuem menos para gerar esta sinergia. O SS sudeste – SE – é responsável por 58% da ENA média anual recebida pelas hidrelétricas do SIN e possui 71% da capacidade de armazenamento do SIN (ONS, 2014). Logo, este subsistema é de grande relevância para a segurança energética nacional. Já os demais SS são incapazes de absorver impactos de uma situação climática desfavorável no SE.

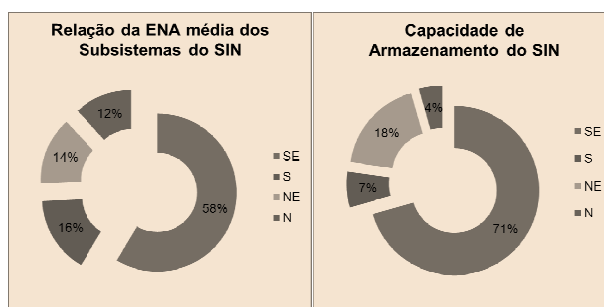


Figura 1: Relação da ENA média anual e capacidade de armazenamento das UHEs do SIN.
(Fonte: ONS, 2014)

Quando se analisa os valores acumulados de ENA entre os meses de Janeiro a Agosto das múltiplas séries históricas, observa-se que após um ano com afluência muito baixa, como foi o caso do ano de 2014 para SE/CO, raramente a afluência será acima da média histórica no ano seguinte e quando um ano seco é seguido de um ano chuvoso, este ano chuvoso é muito próximo da média.

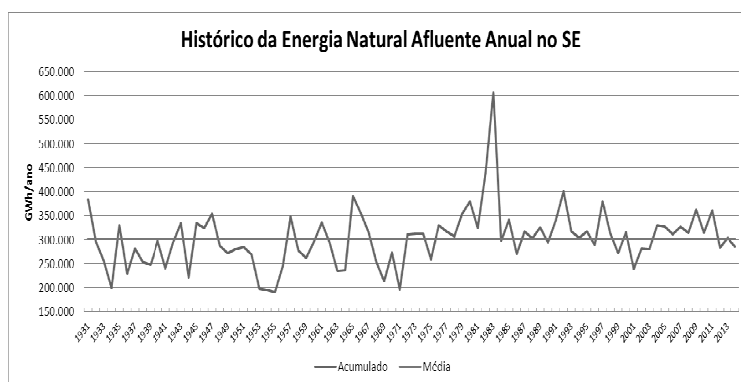


Figura 2: Histórico da ENA anual para o SS SE.
(Fonte: ONS, 2014)

As simulações estão sendo feitas a partir de Março de 2015. Logo, para o ano de 2015, em todos os cenários, será usada a projeção da ENA para o ano de 2015 elaboradas pelo engenheiro Matsuyama (2015) obtidas por regressão, a partir dos dados fornecidos pelo ONS (2014), conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1: Projeção de ENAs para 2015. (Fonte: Matsuyama, 2015)

	Projeção ENA para 2015(MW-mês)			
	SE-CO	S	NE	N
Jan				
Fev.				
Março	33.543	6.940	15.093	16.268
Abril	32.897	6.602	12.154	16.503
Maio	26.056	8.752	7.410	10.862
Junho	24.660	9.872	4.870	5.542
Julho	17.623	10.802	4.016	3.375
Agosto	15.830	10.084	3.502	2.394
Set.	16.522	11.953	3.135	1.863
Out	12.706	13.477	3.439	2.003
Nov	18.712	9.563	5.624	3.152
Dez	34.763	7.529	10.269	5.973

Para o ano de 2016 são definidos 3 cenários para simular, a saber:

Cenário 1: Média Histórica: São colocadas as médias históricas entre 1931 – 2014 de cada sub-sistemas.

Tabela 2: Dados de ENAs nos sub-sistemas para a médias históricas entre 1931 – 2014.

	Projeção ENA para 2016(MW-mês)			
	SE-CO	S	NE	N
Jan	41.728	7.317	14.064	9.789
Fev.	39.723	8.322	14.592	13.056
Março	40.840	7.056	14.322	15.132
Abril	30.025	6.611	11.849	14.881
Maio	22.387	8.605	7.210	9.670
Junho	18.561	10.312	4.745	4.722
Julho	15.888	10.983	3.911	2.797
Agosto	13.265	10.292	3.407	1.977
Set.	12.733	12.007	3.058	1.591
Out	15.858	13.270	3.361	1.804
Nov	19.602	9.367	5.503	2.972
Dez	30.682	7.390	10.213	5.732

(Fonte: NOS, 2015)

Cenário 2: Seca Prolongada: Neste cenário é simulada uma afluência esperada para o ano de 2016 considerando um ciclo de seca como entre 1953 e 1956. Ou seja, a ENA deste cenário seria igual ao de 2014.

Tabela 3: Dados de ENAs nos sub-sistemas para o cenário Seca Prolongada.

	Projeção ENA para 2016(MW-mês)			
	SE-CO	S	NE	N
Jan	30.152	10.547	11.008	10.084
Fev.	22.542	5.210	3.971	12.974
Março	34.701	11.464	3.831	17.435
Abril	34.008	8.476	4.712	15.404
Maio	22.858	11.609	3.000	9.749
Junho	26.170	41.590	2.041	4.183
Julho	18.748	16.396	1.851	2.364
Agosto	15.652	6.828	1.906	1.561
Set.	15.120	13.225	1.627	1.261
Out	13.348	18.451	1.230	1.435
Nov	18.642	8.618	2.250	2.294
Dez	34.715	7.810	6.625	4.709

(Fonte: NOS, 2015)

Cenário 3: Cisne Negro: Neste cenário o ano de 2015 enfrentaria a pior estiagem histórica com ENA igual a 50% da MLT, esta ENA é muito próxima da ocorrida em 1971.

Tabela 4: Dados de ENAs nos sub-sistemas para o cenário Cisne Negro.

	Projeção ENA para 2016(MW-mês)			
	SE-CO	S	NE	N
Jan	20.864	3.659	7.032	4.894
Fev.	19.862	4.161	7.296	6.528
Março	20.420	3.528	7.161	7.566
Abril	15.013	3.306	5.924	7.440
Maio	11.193	4.302	3.605	4.835
Junho	9.281	5.156	2.372	2.361
Julho	7.944	5.491	1.956	1.399
Agosto	6.632	5.146	1.703	988
Set.	6.367	6.004	1.529	795
Out	7.929	6.635	1.680	902
Nov	9.801	4.684	2.752	1.486
Dez	15.341	3.695	5.106	2.866

(Fonte: NOS, 2015)

Para a simulação os autores adotaram os seguintes dados de entrada comuns para todos os cenários. A situação inicial dos reservatórios igual a 12/Março de 2015, conforme informado pela ONS:

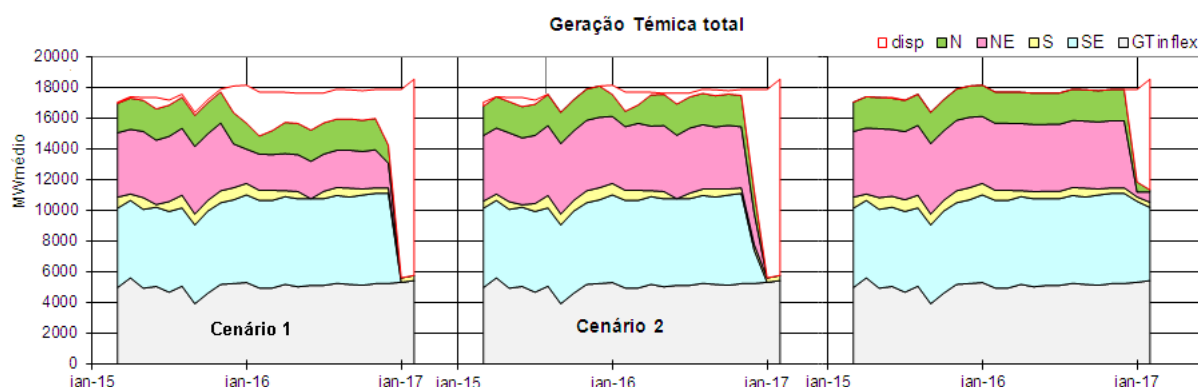
Tabela 5: Dados de ENAs nos sub-sistemas para o ano de 1978 (Fonte: NOS, 2015)

Inicialização	SE	S	NE	N
EAR inicial	22,5%	48,2%	19,5%	43,9%

E a EAR mínima para os reservatórios foi selecionada como igual a 5% da capacidade definida no NEWAVE, devido ao uso múltiplo da água.

6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para cada cenário foram analisadas a disponibilidade térmica, o custo marginal de operação e energia armazenada. A Figura 3 apresenta a geração térmica flexível para os cenários, permitindo verificar em que momento a geração térmica é crítica.

**Figura 3: Geração térmica do cenário 1.**

CENÁRIO 1: MÉDIA HISTÓRICA

Para este cenário observou-se que a capacidade térmica de todos dos sub-sistemas foi bastante exigida no ano de 2015 e operou com alguma folga, em especial no NE, durante o ano de 2016. No entanto, no SE/CO operou em seu máximo no período todo.

O gráfico da Figura 4 apresenta o custo marginal de cada sub-sistema. Observa-se que ao longo do período analisado o custo marginal foi mantido em um patamar alto, pois a geração térmica flexível foi acionada em todo o período em todos os sub-sistemas.

A Figura 4 também apresenta a energia armazenada em cada sub-sistema. Observa-se que no final de 2015 os reservatórios do Norte e Nordeste atingem o mínimo e começam a se recuperar no início de 2016, mas voltam ao mínimo em Dezembro de 2016. Os reservatórios do Sul atingem seu mínimo em Março de 2016 e só começam a se recuperar em Outubro de 2016. Por fim, os reservatórios do SE/CO atinge o seu mínimo em Dezembro de 2016 e começam a se recuperar no início de 2017.

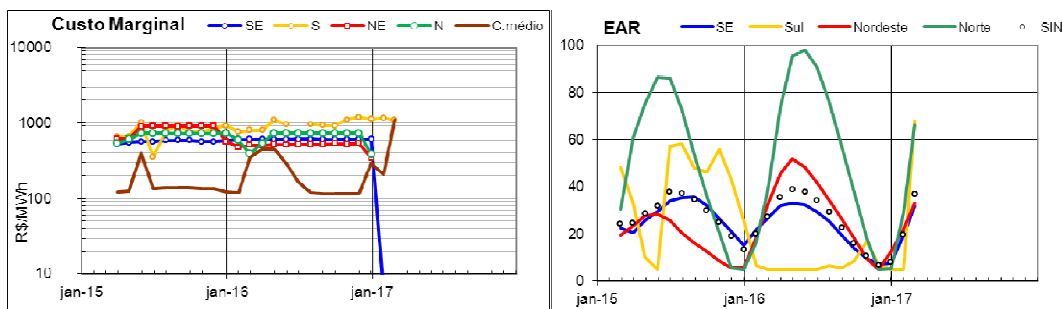


Figura 4: Custo Marginal e Energia Armazenada dos sub-sistemas do cenário 1.

No subsistema S ocorre déficit de 24%, 36%, 37%, 20% e 5% da demanda nos meses entre Fevereiro e Junho de 2016.

CENÁRIO 2: SECA PROLONGADA

Para este cenário foi observado que para todo o período entre Março de 2015 e Novembro de 2016 a geração térmica de todos os subsistemas foi exigida em seu máximo. Entre o período de Maio de 2015 e Dezembro de 2016 o custo marginal de operação é máximo para todos os subsistemas.

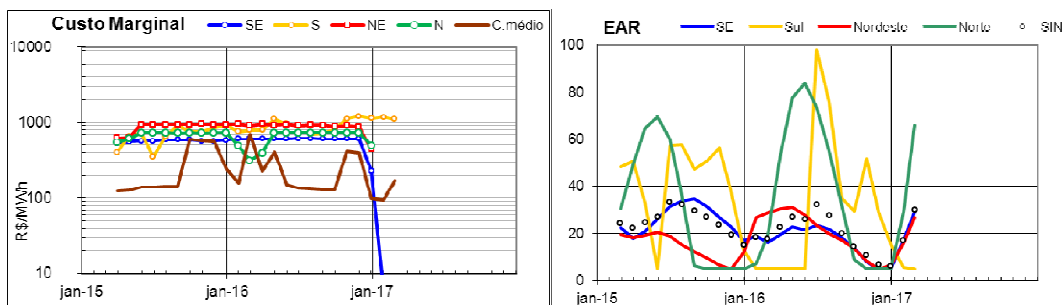


Figura 5: Custo Marginal e Energia Armazenada dos sub-sistemas do cenário 2.

A Figura 5 mostra que no final de 2015 os reservatórios do Norte e Nordeste atingem o mínimo e começam a se recuperar no início de 2016. No entanto a EA no NE e N volta ao mínimo em Dezembro de 2016. Os reservatórios do SE/CO atingem o mínimo em Setembro de 2016 e só começa a se recuperar em Janeiro de 2017. Por fim, os reservatórios do S atingem o seu mínimo pontualmente nos meses de Junho de 2015 e de Março e Maio de 2016.

No SE/CO ocorre déficit de 8% e 20% da demanda entre os meses de Outubro e Novembro de 2016. No S ocorre déficit de 54%, 7%, 27% e 5% nos meses de Fevereiro e Maio de 2016. E No N ocorre déficit de 11%, 78%, 71% e 2% da demanda entre os meses de Setembro e Dezembro de 2015.

Considerando uma nova simulação adotando uma economia de 3% da demanda a partir de Abril de 2015, este cenário não apresentaria déficit em nenhum sub-sistema, ao longo de todo o período analisado.

CENÁRIO 3: CISNE NEGRO

Para este cenário observa-se a capacidade térmica de todos os subsistemas somados foi exigida em seu máximo em todo o período de análise. O que levou o custo marginal de operação ser máximo entre os meses de Junho de 2015 a Dezembro de 2016 para todos os sub-sistemas.

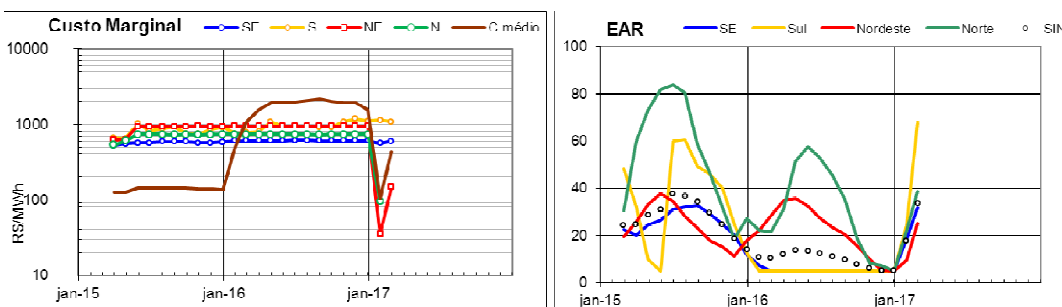


Figura 6: Custo Marginal dos sub-sistemas do cenário 3.

Em Junho de 2015 a EA no S chega ao mínimo, mas se recupera. Em Fevereiro de 2016 os Sub-sistemas S e SE/CO alcança seu mínimo de 5% em Fevereiro de 2016 e permanecem até Janeiro de 2017.

Nos sub-sistemas SE/CO e S ocorre déficit profundo ao longo de todo o ano de 2016 para este cenário, conforme é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Déficit nos sub-sistemas SE/CO e S.

	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	dez/16
SE/CO	0%	-14%	-29%	-41%	-46%	-49%	-56%	-60%	-56%	-55%	-49%	-33%
S	-40%	-49%	-54%	-51%	-45%	-35%	-31%	-33%	-20%	-21%	-39%	-53%

Para o cenário Cisne Negro seria necessária uma economia de 20% da demanda a partir de Abril de 2015, para não apresentaria déficit em nenhum sub-sistema, ao longo de todo o período analisado.

7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.

Há várias lições aprendidas com a escassez hídrica. Na região Sudeste, vivia-se um falso sentimento de segurança hídrica, pois mesmo tendo situações críticas prévias com reservatórios próximos do esvaziamento completo, os verões subsequentes foram chuvosos e permitiram uma razoável recuperação - assim, uma espécie de crença de que as chuvas sempre viriam ao longo dos meses do próximo período chuvoso foi formada. No entanto, como visto, a capacidade de armazenamento de energia aumentou numa proporção muito menor que a demanda, deixando o sistema hidrotérmico mais vulnerável. Como as chuvas usuais não vieram no verão de 2014 e atrasaram no verão de 2015 o sistema encontra-se em uma situação crítica.

Há um mito no Brasil que se formou nos anos de chuvas “normais”: não se decreta racionamento durante o período dito chuvoso. Ora, se o estoque de água é quase nulo, não tem sentido esta regra. Neste caso o mais prudente seria decretar racionamento ainda que no período de expectativa de chuvas, já que, se ocasionalmente houver muita chuva nos meses remanescentes, isto será bom para todos, pois haverá mais estoque acumulado para o período de estiagem subsequente e o esforço não teria sido em vão. Da mesma forma, se na realidade não houver chuvas suficientes para amenizar a crise hídrica, como é o nosso cenário atual, o esforço também não terá sido em vão, inclusive, terá sido absolutamente necessário.

A análise do cenário 2, de seca prolongada, indica que haveria déficit significativo, o que poderia ser evitado com um racionamento de apenas 3% da demanda. Esta meta poderia ser alcançada com medidas de eficiência energética e postergação de políticas sociais de incentivo aquisição de eletrodomésticos.

Já o cenário 3, Cisne Negro, é um cenário catastrófico que não poderia ser evitado sem medidas severas, como um racionamento de 20% da demanda. No entanto, seu impacto pode ser muito reduzido com as mesmas medidas citadas para o cenário 2.

Os casos estudados identificam um risco de grande impacto caso se realizem uma seca prolongada (cenário 2) ou, o pior, o cenário 3 (cisne negro). As consequências de eventos como esses seriam desastrosas não apenas para o crescimento do país, mas até mesmo, para manutenção de empregos e acesso a este bem de consumo essencial a vida contemporânea.

Crises de segurança energética podem ser contornadas com ações na maioria das vezes de médio e longo prazo, por essa razão é importante que os cenários de maior gravidade sejam também analisados e, consequentemente, medidas preventivas sejam implementadas, mesmo que a custo do ônus político.

Mas para evitar que governos deixem de tomar as ações corretivas a tempo de se evitar sacrifícios maiores, seria importante que houvesse o dialogo com a sociedade para desvincular eventual medida preventiva para o uso racional dos recursos hídricos com a má gestão governamental. Pois, a incompetência na gestão dos recursos encontra-se em não usá-los de forma racional, principalmente em tempos de escassez.

De qualquer sorte entre as medidas emergências (que em situações de crise podem ser implementadas no curto prazo) podem ser citadas: (i) Planos estruturados para “comprar o não consumo” de forma rápida e não burocrática; (ii) critérios racionais para o corte de carga (regionalização e categorias de consumo).

Já o cardápio de ações de médio e longo prazo é mais variado: (i) aumentar a oferta de fontes e tecnologias disponíveis; (ii) ter reservas para propiciar o aumento da produção; (iii) estruturar alternativas que possam reduzir o custo de produção; (iv) ter sempre visão de longo prazo a partir da premissa que os investimentos na indústria de energia sempre suplantam os mandatos de vários governos; (v) minimização do efeito de mecanismos que provoquem volatilidades extremadas ou subsídios cruzados; (vi) definição do papel do Estado e da indústria em relação a demandas sociais atreladas a energia; e (vii) discutir seriamente no Brasil o tema usinas com ou sem reservatórios.

8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA

Taleb, N. N., *The Black Swan, the impact of the highly improbable*, Penguin Books, 2007

Arteiro, F., **Desafios e cenários da operação**, Palestra no 10º. ENASE, 2013.

Breyfogle, N.; *Dry days down under: Australia and the world water crisis*, Australian Policy On Line, Vol. 3, issue7 April 2010.

Gomide, F.L.S., **Sobre reservatórios e segurança hídrica**, GMD – Organização Industrial e Engenharia, 2012.

Goy, L.; **Belo Monte vai ser uma hidrelétrica sazonal**, Jornal o Estado de São Paulo, 28/11/2011.

KOSNIK, L., *The anticommons and the environment*, Journal of Environmental Management, vol. 101, pp 206 - 217, (2012).

Lopes, J.E.G., **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**, Tese de Doutorado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária, São Paulo, 2007.

Matsuyama, G. S.S- Comunicação pessoal, 2015.

Miller, C; **California Big Dry**, KQED Science, January, 2014.

Nooji, M, Lieshout, R., Koopmans, C; *Optimal blackouts: Empirical results on reducing the social cost of electricity outages through efficient regional rationing*, Energy Economics 31 pp.342–347, 2009.

ONS – Operador Nacional do Sistema, página de internet. Disponível em: < www.ons.com.br > Acessado em: 2014 e 2015.

PSR, **Conflito energia x demais usos da água: novo round em 2015?** Energy Report, edição 96 (2014).

TAYLOR, R, *When wells run dry*, Nature, vol. 516, pp. 179-180, (2014).

The Economist; *Australia's water shortage: the big dry*, issue 26th April 2007.

DADOS BIOGRÁFICOS

Raphael Bertrand Heideier, graduado em Engenharia Naval e Oceânica pela Universidade de São Paulo (2006) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2009), com ênfase em Análise de risco no setor energético. Atuou como consultor - Visio Consultoria, na área de Engenharia Elétrica e logística por 6 anos. Leciona há 4 anos aulas de matemática e física para adolescentes e adultos. Atualmente cursa doutorado em engenharia elétrica na Universidade de São Paulo (término previsto para 2017), com ênfase em energia fotovoltaica.

Fernando Amaral de Almeida Prado Jr, Engenheiro Civil pela Unicamp (1977), Curso de Especialização em Administração Contábil e Financeira- CEAG- FGV-SP (1989), mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1994), doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1999) e pós - doutorado pela Universidade de São Paulo (2006), atualmente desenvolve um segundo pos doutorado na UNICAMP. É professor colaborador de pós-graduação da USP e da UNICAMP. Tem experiência em Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: geração distribuída, smart grid, mudanças climáticas, reestruturação institucional, tarifas, avaliação de risco e regulação. Desde 2001, é sócio gerente da empresa Sinerconsult - Consultoria, Treinamento, onde atua como consultor de empresas além de atuar Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Desde maio de 2013 é pesquisador associado do Center of Latin American Studies da University of Florida, EUA.

Paulo Sérgio Franco Barbosa, é graduado em Eng. Civil pela USP-Escola de Eng. de São Carlos (1981), com Mestrado (1986) e Doutorado (1990) em Eng. Civil pela Escola Politécnica da USP, tendo realizado pesquisas sobre planejamento da operação de sistema hidroelétricos. Realizou pós-doutorado na área de planejamento da produção e comercialização de energia elétrica no Depto. de Pesquisa Operacional e Engenharia Financeira na Universidade de Princeton, EUA e na Harvard University. Exerce a pesquisa, o ensino e a extensão na UNICAMP desde 1982, tendo atuado em pesquisa colaborativa e na Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Civil, de Arquitetura e Urbanismo (FEC); na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da UNICAMP. Desde 1990 vem desenvolvendo pesquisa aplicada e prestando consultoria e capacitação na área de energia, para empresas públicas (Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo; CESP;

Eletrobrás; Ministério de Minas e Energia; ANEEL, Operador Nacional do Sistema Interligado-ONS) e empresas privadas (Duke Energy International, AES-Tietê; Cia Paulista de Força e Luz e Cia Piratininga de Força e Luz).

Joao Eduardo Gonçalves Lopes é graduado em Engenharia Civil pela Escola Politécnica da USP (1975), possui especialização em Gestione Delle Risorce Idriche pelo Politecnico Di Milano (1983), Mestrado pela Escola Politécnica da USP (2001) e Doutorado pela Escola Politécnica da USP (2007). Tem experiência na área de Engenharia Hidráulica, em especial em Hidrologia Operacional e Operação de sistemas hidroenergéticos. É consultor de empresas do setor elétrico e realiza pós-doutorado no Departamento de Recursos Hídricos da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da UNICAMP. Atua nos seguintes temas: otimização, sistemas hidrotérmicos, análise de sistemas de recursos hídricos.