

Dezembro de 2014 – edição 96



## CONFLITO ENERGIA X DEMAIS USOS DA ÁGUA: NOVO ROUND EM 2015?

### OPINIÃO

1

Nesta edição analisamos a gestão de energia e água, que causou várias controvérsias em 2014: (i) quem determina a prioridade entre os usos múltiplos da água; e (ii) como se calculam os requisitos de defluência mínima, armazenamento etc. Será visto que há oportunidades importantes para aperfeiçoar esta gestão em termos institucionais, técnicos e metodológicos.

### REGULATÓRIO

13

Os tópicos desta edição são: (i) construção obrigatória de eclusas (comentário de Jerson Kelman); (ii) impacto da retirada de subsídios do Tesouro nas tarifas de 2015; e (iii) compromissos para 2014 (mais uma vez) adiados; (iv) diretrizes para os leilões A-5 e A-3 de 2015.

### RECURSOS HÍDRICOS E MEIO AMBIENTE

25

Nesta edição, analisamos problemas potenciais de licenciamento do Tapajós.

### JURÍDICO

32

Neste artigo, a advocacia Waltenberg analisa a adequação jurídica do enquadramento de irregularidades apuradas pela fiscalização no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004.

### SUPRIMENTO

39

Nesta edição, comentamos as causas imediatas e estruturais do “blecaute preventivo” (ou desligamento programado, como prefere o ONS) dia 19 de janeiro.

### GLOSSÁRIO

44

Referência das siglas utilizadas, representando entidades e conceitos importantes do setor elétrico.

### SOBRE O ENERGY REPORT

51

O Energy Report é uma publicação da PSR exclusiva para assinantes. Sugestões e comentários podem ser enviados para [energyreport@psr-inc.com](mailto:energyreport@psr-inc.com).

## OPINIÃO

*Rio de Janeiro / cidade que nos seduz  
De dia falta água / e de noite falta luz  
Marchinha “Vagalume”, de 1954<sup>1</sup>*

O ONS, em apresentação aos agentes na última reunião de 2014<sup>2</sup>, resumiu a operação energética do ano que passou. Além do despacho térmico pleno, o ONS destacou “medidas operativas especiais” que visavam “garantir o atendimento aos requisitos energéticos e de potência” através da preservação dos armazenamentos nas cabeceiras dos rios Grande, Paranaíba, Tocantins e São Francisco. Estas medidas especiais, mostradas no quadro a seguir, corresponderam basicamente ao relaxamento (referido como “flexibilização” na apresentação) de requisitos de uso múltiplo da água, condicionantes ambientais e inflexibilidades hidráulicas.

Bacia	Usina	Restrição	Motivo	Flexibilização
São Francisco	Sobradinho / Xingó	1.300 m <sup>3</sup> /s	Captação de água	1.100 / 800 m <sup>3</sup> /s
	Três Marias	800 m <sup>3</sup> /s		120 m <sup>3</sup> /s
Paraná	Ilha Solteira / Três Irmãos	48 % VU	Hidrovia Tietê-Paraná	0 % VU
	Barra Bonita	48% VU		5 % VU
Tietê	Promissão	28% VU		5 % VU
				5 % VU
Grande	M. de Moraes	75 %VU	Captação de água	5 % VU
Paraná	Porto Primavera	5.500 m <sup>3</sup> /s	Requisito Ambiental	3.000 m <sup>3</sup> /s
	Jupia	4.000 m <sup>3</sup> /s	Requisito Ambiental	2.500 m <sup>3</sup> /s

Observa-se inicialmente que há uma certa incongruência entre o fato de que o suprimento de energia em 2014 foi difícil a ponto de exigir o não atendimento de restrições operativas importantes, e a sinalização do governo, através do CMSE, de que a segurança do suprimento de energia estaria tranquila devido a uma suposta “folga estrutural de capacidade”, a qual que excederia a garantia física da usina de Belo Monte. Dado que a PSR já analisou em detalhe em várias edições anteriores do ER, as razões para este “descolamento” entre a realidade operativa e as previsões governamentais, nos concentraremos nesta edição nos seguintes temas:

1. Quem determina, e como, a prioridade entre os usos múltiplos da água;
2. Como se calculam os requisitos de usos múltiplos; e
3. Como os modelos computacionais do ONS representam estes requisitos.

Em nossa opinião, estes temas são particularmente importantes e urgentes porque o ONS já indicou que em 2015 deverá recorrer novamente à “flexibilização” dos requisitos de usos múltiplos. Como será

<sup>1</sup> A história desta marchinha é interessante. Ela concorreu ao concurso de música carnavalesca de 1954, promovido pela prefeitura carioca. O restante da letra, após “de noite falta luz” é pouco conhecido, e hilariante: Abro o chuveiro / Oi, não cai um pingo / Desde segunda / Até domingo / Eu vou pro mato / Oi, pro mato eu vou / Vou buscar um vagalume / Pra dar luz ao meu chatô. Apesar do sucesso, a música acabou proibida pela prefeitura, com o argumento de que atentava “contra os foros de metrópole da cidade maravilhosa”. Esta proibição irracional gerou imediatamente uma letra alternativa, e debochada: “Rio de Janeiro / Cidade que nos seduz / De dia excede em água / De noite excede em luz! / Abro o chuveiro / Jorra em profusão / Desde o inverno / Até o verão / Eu vou pro Rio / Ai, pro Rio eu vou / Vou morar em um arranha-céu / E viver no meu chatô”.

<sup>2</sup> Condições do Atendimento Eletroenergético do SIN 2014 - Reunião Técnico-Gerencial ONS/Agentes.

visto a seguir, acreditamos que há oportunidades importantes para aperfeiçoar em termos institucionais, técnicos e metodológicos a gestão integrada de produção de energia e demais usos de água.

### **Prioridade entre os usos múltiplos**

O quadro da página precedente mostra que a relaxação das obrigações de uso múltiplo foi bastante significativa. Como consequência, houve prejuízos econômicos também substanciais. Por exemplo, a navegação na hidrovía Tietê-Paraná foi interrompida, com perdas estimadas em centenas de milhões de reais para o transporte de soja e de outros produtos agrícolas. Também houve prejuízos na irrigação (por exemplo, o reservatório de Três Marias, que foi construído primordialmente para este uso, ficou totalmente vazio), turismo (infraestrutura hoteleira em torno dos lagos dos reservatórios), piscicultura e outros. A “cereja do bolo” do conflito entre energia e outros usos da água foi, possivelmente, o imbróglio para abastecimento humano entre São Paulo, Rio e várias agências federais como a ANA, ANEEL, MME e MMA<sup>3</sup>.

À primeira vista, o fato de determinados setores serem mais afetados que outros em situações de escassez não surpreende, pois o melhor para a sociedade é dar prioridade para os usos mais relevantes de qualquer recurso escasso. No entanto, o que causou surpresa foi constatar que:

Não existem mecanismos institucionais bem estabelecidos para definir as prioridades de uso da água e eventuais compensações para os setores prejudicados.

Mais precisamente, a lei de recursos hídricos, que define o arcabouço legal para os usos múltiplos da água, diz basicamente que as agências envolvidas, por exemplo, a Agência Nacional de Águas (ANA) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), deveriam chegar a uma decisão consensual. No entanto, não há nenhuma indicação de como agir em caso de interesses divergentes (e perfeitamente legítimos). Na opinião da PSR, a indefinição sobre quem “bate o martelo” faz com que a agência tecnicamente mais bem preparada e/ou com mais respaldo político prevaleça sobre as demais. Como resultado, pode-se ter uma solução que não é a mais justa para os setores envolvidos e para a sociedade como um todo. Um exemplo do nível de “bola dividida” atual é o fato de que, até no caso da única prioridade que a lei define com clareza, que é o do abastecimento humano (e animal), houve confusão em 2014, como mencionado acima. Por estas razões,

A PSR recomenda que a regulamentação da Lei seja aperfeiçoada para criar mecanismos claros de definição de prioridades e compensações financeiras para os setores afetados, baseados em análises técnicas e econômicas.

Analisaremos a seguir outras questões importantes para a melhor gestão dos usos múltiplos da água, usando como exemplos o reservatório de Três Marias, no rio São Francisco; a usina de Peixoto, no rio Grande; a hidrovía Tietê-Paraná; e a usina de Porto Primavera.

---

<sup>3</sup> Este imbróglio foi discutido detalhadamente na edição nº 91 (julho de 2014) do ER, seção Opinião, cujo título foi “As águas vão (en)rolar?”

## Rio São Francisco

### *Como são calculados os requisitos de defluência*

O documento ONS “Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos” apresenta as seguintes restrições de vazão mínima a jusante de Três Marias:

**Restrição 5** – *A vazão mínima do rio São Francisco em Pirapora para que a captação de água do SAAE (Serviço Autônomo de Água e Esgoto) opere com capacidade necessária ao abastecimento da cidade varia ao longo do ano de acordo com as condições de assoreamento junto à captação e também com a vazão incremental. Desta forma, a vazão defluente de Três Marias também variará conforme estas condições na faixa compreendida entre 350 e 500 m<sup>3</sup>/s.*

**Restrição 6** – *A mínima vazão defluente é de 58 m<sup>3</sup>/s (vazão mínima média mensal do histórico), podendo ser superior para fins de proteção à ictiofauna. Entretanto não devem ser praticadas vazões inferiores a 200 m<sup>3</sup>/s, pois ocorrem impactos aos ecossistemas aquáticos.*

Como visto no quadro do ONS, houve uma redução da vazão defluente de Três Marias do requisito mínimo de 500 m<sup>3</sup>/s (350 m<sup>3</sup>/s para captação de água e 200 m<sup>3</sup>/s pelos “impactos ao meio ambiente”) para um valor bastante menor, 120 m<sup>3</sup>/s. Esta redução ocorreu de maneira progressiva entre fevereiro e novembro de 2014. As primeiras perguntas, portanto, são: (i) para que serve o requisito mínimo de 500 m<sup>3</sup>/s; e (ii) o que acontece quando o mesmo não é atendido.

Iniciamos a análise pela origem do requisito mínimo (Restrição 5, vista acima). De acordo com um diretor da empresa de abastecimento<sup>4</sup>, a razão é que a captação de água em Pirapora é feita *por gravidade*. No entanto, este mesmo diretor afirma que o requisito para este tipo de captação é de 250 m<sup>3</sup>/s, o qual é *inferior* ao determinado pela Restrição 5. Portanto,

À primeira vista, o requisito permanente de defluência em Três Marias poderia ser reduzido pela metade (250 ao invés de 500 m<sup>3</sup>/s) sem prejudicar a captação de água e beneficiando o setor elétrico.

Vamos agora à segunda pergunta. Mesmo que o requisito “de verdade” seja 250 m<sup>3</sup>/s, ao invés de 500, observa-se que a vazão foi reduzida para *menos da metade* deste valor, 120 m<sup>3</sup>/s. Neste caso, o que ocorreu com o abastecimento de água de Pirapora? A resposta é: *felizmente, nada*.

A razão é que, quando a captação por gravidade não é possível devido ao baixo nível d’água no São Francisco, Pirapora passa a utilizar o “Plano B”, que é uma bomba flutuante localizada no ponto mais fundo no rio em frente à cidade (ver foto a seguir). Esta bomba garante o transporte da água do rio até o canal de captação.

<sup>4</sup> [g1.globo.com/mg/grande-minas/noticia/2014/06/pirapora-inicia-obras-para-captacao-de-agua-no-rio-sao-francisco.html](http://g1.globo.com/mg/grande-minas/noticia/2014/06/pirapora-inicia-obras-para-captacao-de-agua-no-rio-sao-francisco.html)



**Adequação da captação de água em Pirapora/MG**

Em resumo, a bomba flutuante permite reduzir o requisito de defluência para valores até menores do que os 120 m<sup>3</sup>/s que foram adotados. O benefício econômico desta redução para a operação do sistema elétrico é gigantesco, certamente na faixa de muitos milhões de reais. Isto nos leva a duas questões que, no entender da PSR, são cruciais para o aperfeiçoamento institucional da gestão integrada de energia e água: (i) quanto custa esta bomba flutuante; e (ii) quem pagou por ela. A resposta à primeira pergunta é: apenas 600 mil reais. Quanto à segunda pergunta: 500 mil reais são oriundos de fundo do Governo do Estado e os restantes 100 mil são uma contrapartida do SAAE. Isto nos permite concluir que: (i) a relação benefício / custo para o setor elétrico desta bomba flutuante é fantástica; e (ii) ainda assim, nós do setor elétrico jogamos a conta da bomba para os *benfeitores* (população de Pirapora), ao invés de pagarmos por ela.

A próxima pergunta é, portanto: por que a CEMIG, que opera Três Marias, não tomou há muito tempo a iniciativa de instalar uma bomba flutuante em Pirapora, evitando um absurdo desperdício de água? Na visão da PSR, a razão é que existe hoje uma “zona cinza” entre o setor elétrico e os demais setores usuários de água, e que leva a um truncamento do sinal econômico que induziria intervenções como esta<sup>5</sup>.

Este tema foi detalhado em uma edição anterior do ER<sup>6</sup> e, como mencionado na mesma, a PSR considera que é prioritário o desenvolvimento de mecanismos de investimentos / transferência de recursos inter setoriais, não só por uma questão de justiça básica, mas também porque a ausência dos mesmos gera ressentimentos (justificados) de que as negociações com o setor elétrico são uma via de mão única, em que os “elétricos” só exigem concessões e nunca oferecem contrapartidas.

Para os leitores que acham que já sabem mais do que queriam sobre Três Marias, lamentamos informar que a novela ainda não acabou. A razão é que, como o leitor lembra, o requisito é de 500 m<sup>3</sup>/s, dos quais apenas 350 correspondem à captação de água vista acima. Vamos agora analisar os

<sup>5</sup> A Cemig ao reduzir a vazão mínima de Três Marias requisitaria uma revisão, para cima, da Garantia Física desta usina.

<sup>6</sup> Edição nº 83 (novembro de 2013), seção Opinião, intitulada “O que está acontecendo na região Nordeste?”.

restantes 200 m<sup>3</sup>/s que, como mencionado na Restrição 6, têm como objetivo mitigar “impactos aos ecossistemas aquáticos”.

Observa-se inicialmente que não está claro, pelo menos para a PSR, quais são estes impactos. Por exemplo, não se tem notícia de mortandade de peixes na região, apesar das vazões praticadas de somente 120 m<sup>3</sup>/s e de vinte meses de vazões médias mensais à Três Marias inferiores a este valor. Há outras possibilidades de impacto que deveriam ser estudadas, por exemplo, a procriação das espécies.

A PSR tem total convicção de que a preservação ambiental é fundamental. No entanto, também acreditamos que é igualmente importante definir corretamente o valor das vazões mínimas praticadas a jusante das usinas. Sob o risco de estarmos sendo injustos com os técnicos ambientais, não encontramos estudos técnicos que respaldam o requisito da Resolução 6. Portanto, achamos possível que este requisito esteja mais elevado do que o necessário. Também nos preocupa a possibilidade de esta eventual superestimativa dos requisitos não estar restrita à Três Marias, e haver diversas outras usinas em situação semelhante.

Por estas razões, a PSR considera que seria importante investir no monitoramento dos ecossistemas aquáticos e da qualidade da água para se avaliar com segurança os limites das restrições operativas. De maneira mais geral, acreditamos que:

É preciso avaliar cientificamente o impacto da alteração do regime fluvial pela construção e operação de usinas hidrelétricas, em especial no caso das vazões mínimas. Estas devem ser estabelecidas por equipes formadas por engenheiros e biólogos a partir de estudos de campo sobre os hábitos das espécies aquáticas locais e dos impactos sobre estas espécies provocados pelas vazões mínimas.

Embora a observação acima seja óbvia, ela é raramente colocada em prática. Por exemplo, as usinas com arranjos derivativos normalmente adotam um critério para definição de vazão mínima no trecho de vazão reduzida do rio igual a 50% ou 100% da Q(7,10) (vazão mínima de 7 dias de duração e 10 anos de tempo de recorrência, isto é, om um risco de 10% de ocorrer valores menores ou iguais a este em qualquer ano)<sup>7</sup>. No entanto, raramente é investigado se o valor resultante do procedimento de cálculo é adequado considerando as condições dos ecossistemas locais.

Também é importante observar que, apesar do exemplo de Três Marias sugerir que o valor mínimo possa ser reduzido, nada impede que estudos aprofundados para outra usina concluam que sua vazão mínima deva ser aumentada (por exemplo, porque se observa uma mortandade de peixes na região). O importante é que o valor determinado seja realista e adequado aos objetivos de preservação ambiental.

Em resumo:

---

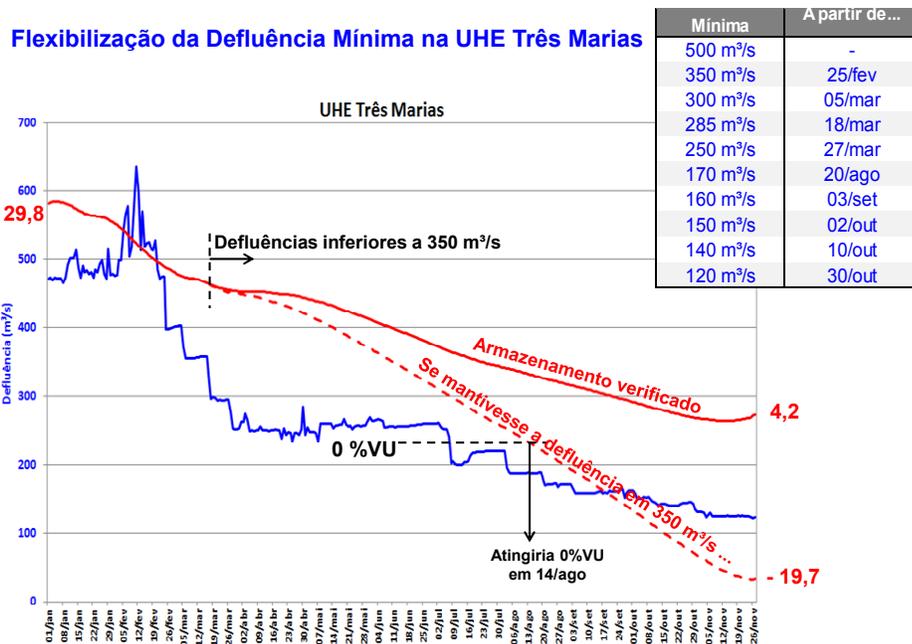
<sup>7</sup> O procedimento, portanto, é baseado na avaliação estatística da série de vazões locais. É um procedimento tradicional no dimensionamento de sistemas de abastecimento de água que acabou sendo adotado para definição de vazões mínimas ambientais.

1. O exemplo das vazões a jusante de Pirapora nos leva a concluir que algumas razões para a imposição de restrições operativas em hidrelétricas do SIN precisam ser reavaliadas e alteradas de forma definitiva. Como demonstrado pelo ONS com dados operativos em 2014, o benefício para o setor elétrico é muito elevado.
2. Por outro lado, este exemplo também mostra a importância de uma abordagem científica para a definição de vazões mínimas ambientais.

O que se discutiu até agora foi como calcular os requisitos de defluência mínima. A seguir, vamos analisar como – e se – estes requisitos podem ser atendidos pelo ONS, em particular durante a operação de 2014.

#### *Seria possível atender os requisitos de defluência de Três Marias em 2014?*

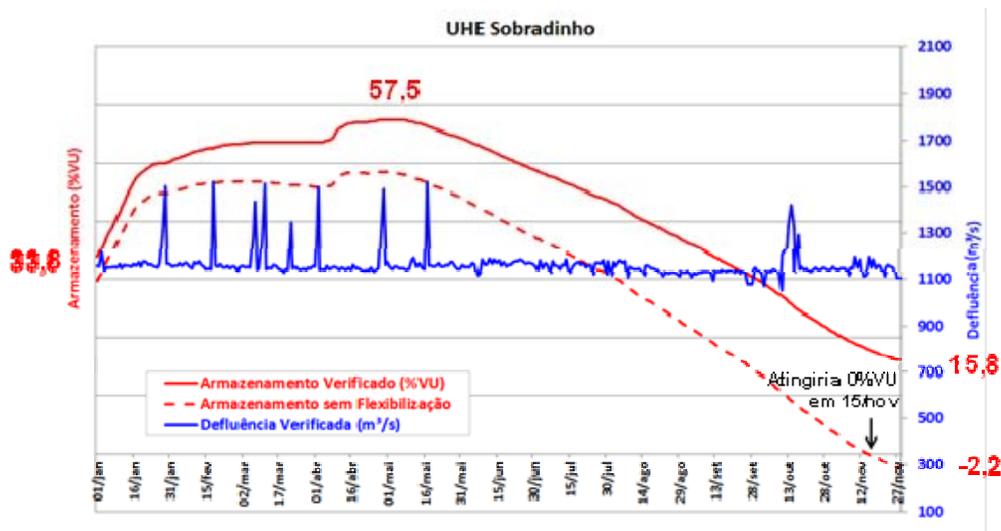
O gráfico a seguir, apresentado pelo ONS, indica que, caso não houvesse reduzido a vazão a jusante de Três Marias para cerca de 1/3 do valor mínimo, esta usina teria atingido o volume mínimo operativo em agosto de 2014, portanto, bem antes do fim do período seco. Mostrou num exercício hipotético feito sobre o balanço hídrico da usina que a manutenção da defluência de 350 m<sup>3</sup>/s em Três Marias resultaria em dezembro de 2014 num volume *negativo* equivalente a 20% do volume útil da usina<sup>8</sup>.



**Fig. - Armazenamento real x com vazões mínimas inalteradas (hipotético) em Três Marias**

Também no São Francisco, o ONS mostra o efeito da redução da vazão a jusante de Sobradinho de 1300 m<sup>3</sup>/s para 1100 m<sup>3</sup>/s sem a qual o reservatório teria atingido o volume mínimo operativo em 15 de novembro.

<sup>8</sup> O volume real ao início de dezembro, portanto já dentro do período úmido 2014/2015 foi de somente 4% do volume útil e atualmente é de 10,5%. O volume atual de Sobradinho é 21,5%.



**Armazenamento em operação na UHE Sobradinho para vazões defluentes de 1300 e 1100 m<sup>3</sup>/s**

As vantagens proporcionadas pelo conjunto de medidas operativas especiais ao setor elétrico são inequívocas e foram bem apresentadas pelo ONS aos agentes. Como visto acima, elas resultaram em maiores estoques de água nos reservatórios de cabeceira de importantes bacias hidrográficas, o que é importante para a segurança de suprimento este ano.

Se, após um período confortável de observação, a flexibilização de regras operativas não gerar externalidades aos demais usos da água ou ao meio ambiente, então a experiência terá servido para mostrar que estas regras operativas devem ser alteradas definitivamente.

### Rio Grande

Como indica o quadro do ONS, o nível da represa de Peixoto (Mascarenhas de Moraes) foi reduzido em 13 metros, até o mínimo operativo de 653m, com o objetivo de maximizar a produção de energia nas usinas a jusante.

Assim como no caso de Pirapora, este esvaziamento afetou a captação de água dos municípios de Passos e São João Batista do Glória. A solução – que contou com apoio técnico de Furnas - também foi semelhante: instalação de plataformas flutuantes a serem levadas a ponto com maior profundidade de água no reservatório, onde mangueiras acopladas a bombas de recalque conduzem a água para canais do sistema de abastecimento de água da SAEE. Outras adequações incluem o transporte de balsas no acesso a Delfinópolis (relocação de porto fluvial) e os sistemas de captação de pequenos agricultores.

Dado que a relação benefício / custo neste caso também foi excelente, o leitor poderia ficar tentado a concluir que sempre há espaço para um “jeitinho” nos demais usos da água. No entanto, como mostra o exemplo a seguir, com a hidrovía Tietê-Paraná, a situação pode ser bem mais complexa.

### Tietê-Paraná

A hidrovía Tietê-Paraná foi implantada a partir da construção de barragens com o objetivo de atender os usos múltiplos da água: geração de energia, navegação, irrigação, abastecimento humano e lazer.

Esse planejamento permitiu otimizar o projeto de engenharia, com as eclusas posicionadas junto às demais estruturas de concreto de controle dos recursos hídricos ( barragem, vertedor e casa de força).



Figura 1 – Vista aérea da usina de Barra Bonita no rio Tietê



Figura 2 - Hidrovia Tietê-Paraná

A operação da hidrovia estabelece restrições de volume mínimo nos reservatórios para a manutenção de calado mínimo para o transporte seguro dos comboios, como indicado abaixo.

Tabela - Restrições em Usinas do Tietê

Usina Hidrelétrica	Nível de montante (metros)	Porcentagem do Volume útil (%)
Três Irmãos	325,40	46
Promissão	381,00	29
Barra Bonita	446,50	48

Desde fevereiro de 2014 as barcaças vinham operando com menos carga por questão de segurança. Em alguns casos, buscou-se operar a UHE Nova Avanhandava de forma a gerar ondas para a passagem dos comboios, que ficaram “presos” no meio do caminho, uma medida que também já foi utilizada para permitir calado mínimo para os comboios passarem para jusante da UHE Sobradinho.

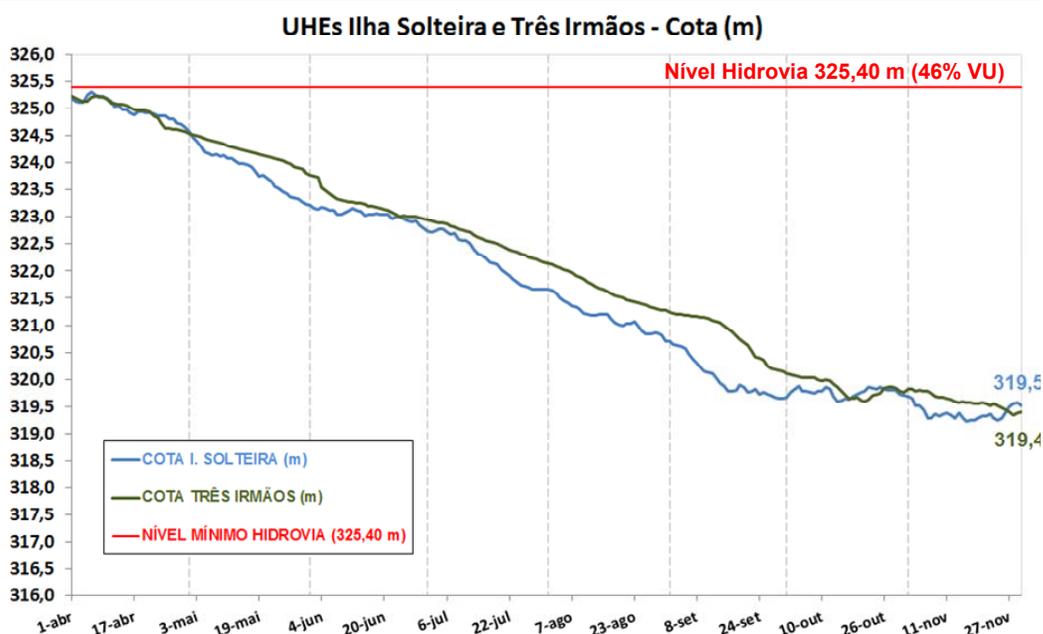


Figura 3 – Evolução do armazenamento em Ilha Solteira e Três Irmãos

A paralisação completa da hidrovia ocorreu ao final de maio de 2014 e deve continuar até março deste ano. O prejuízo estimado supera R\$ 200 milhões. Por exemplo, somente a empresa DNP Indústria e Navegação deixou de transportar dois milhões de toneladas de soja. A partir de julho de 2014, a DNP demitiu 700 funcionários.

Observa-se que, ao contrário dos (sobre)custos de produção de energia, que são repartidos entre milhões de consumidores de energia do Brasil, os prejuízos com paralisação de uma hidrovia recaem de forma concentrada sobre poucos usuários, principalmente empresas transportadoras (que viram suas receitas irem a zero) e os produtores rurais, de madeira e celulose que utilizam esta hidrovia e que tiverem que adequar suas operações.

A restrição em Três Irmãos será modificada quando forem realizadas as obras de derrocamento no leito do rio, no trecho entre Nova Avanhandava e o reservatório de Três Irmãos. Assim, o nível mínimo de montante passará de 325,40 metros para 323,0 metros de forma a melhorar as condições de navegabilidade neste trecho.

## Rio Paraná

Para atender a política operativa do ONS, a CESP realizou nos dias 26, 27 e 28 de setembro testes de redução de vazão mínima a jusante da UHE Porto Primavera, autorizadas pela ANA e IBAMA. O objetivo da redução das vazões foi armazenar mais água nos reservatórios a montante, atenuando a redução de seus níveis, que tem impactos energéticos.

A vazão a jusante da usina foi reduzida de 4.300 m<sup>3</sup>/s para 3.000 m<sup>3</sup>/s com redução gradativa de 100 m<sup>3</sup>/s a cada hora, das 8 h às 13 horas, durante os três dias do teste. Entre as 13 h e 18 horas as equipes técnicas da CESP avaliaram o teste. A fase seguinte só era realizada após a análise e confirmação das condições favoráveis de jusante por parte das equipes da CESP até aquele ponto. Coube à CESP monitorar os efeitos da redução de vazão a jusante de Porto Primavera durante os testes e após sua conclusão até a confluência do rio Paraná com o Paranapanema. As equipes foram orientadas a voltar para o patamar de vazões anterior (maior) caso percebessem impactos ao uso múltiplo d'água ou meio ambiente.

Os testes foram ainda divulgados para os órgãos de imprensa da região e para os órgãos gestores, usuários dos recursos hídricos e população em geral. Houve redução de 58 centímetros no nível d'água a jusante da usina, de 236,54 (4.300m<sup>3</sup>/s) para 235,96 m (3000 m<sup>3</sup>/s). Nenhuma consequência mais séria foi constatada.

Redução de vazões semelhante ocorreu no mês seguinte (outubro) sobre as vazões defluentes de Jupia que baixaram de 3.700 m<sup>3</sup>/s para 2.500 m<sup>3</sup>/s após dois dias de testes, com o nível d'água baixando 32 centímetros. Novamente, nenhum problema foi percebido. As vazões mínimas a jusante da UHE Porto Primavera (4600 m<sup>3</sup>/s) e da UHE Jupia (4.000 m<sup>3</sup>/s) foram significativamente reduzidas sem aparente prejuízo ao meio ambiente.

Assim sendo, as novas vazões sugerem que as restrições ambientais originais, em ambos os casos com objetivo de “evitar a formação de lagoas a jusante que podem aprisionar peixes e assim causar danos a ictiofauna” poderiam ser flexibilizadas após período seguro de monitoramento.

## Conclusões

- A decisão sobre a flexibilização das restrições hidráulicas envolvendo níveis e vazões de usinas hidrelétricas vem sendo realizada de forma compartilhada envolvendo MME, MMA, MIR, ANEEL, ANA, IBAMA, ONS e os agentes proprietários das instalações. O uso múltiplo da água pelos diversos setores produtivos é um desafio que se coloca na ordem do dia da agenda para discussão com a sociedade.
- Essas flexibilizações poderiam ter sido feitas anos atrás, o que teria economizado água e aumentado a garantia de suprimento de energia elétrica. Isso porque muitas restrições de vazões mínimas defluentes dos reservatórios visam a manutenção de níveis mínimos a jusante para engolimento das tomadas de água para abastecimento de municípios. Ou seja, são restrições de nível, não de vazão. Obras simples nas tomadas de água dos municípios permitiriam a relaxação de restrições operativas do SIN, com enormes ganhos para os consumidores de energia elétrica. O benefício dessas intervenções é em geral ordens de magnitude superior ao seu custo.
- Algumas dessas obras simples foram afinal realizadas recentemente, “no sufoco”. Mas poderiam ter sido realizadas anos atrás, se os geradores tivessem incentivos econômicos para ajudar os

municípios. Enquanto não foram realizadas, permaneceu o desperdício de água e consequentemente de energia.

- Quando as restrições operativas tiverem motivação ambiental, é importante que estejam bem embasadas em estudos científicos feitos por grupos multidisciplinares. Isto vale tanto para a flexibilização da operação de usinas existentes (ex. de Três Marias, Jupia e Porto Primavera) como para definição de critério de engenharia e dimensionamento das usinas futuras, como no recente caso envolvendo a hidrógrafa ambiental a ser mantida na Volta Grande do rio Xingu, que terá vazões reduzidas após a implantação da UHE Belo Monte.
- É preciso avaliar benefícios das flexibilizações propostas, o que já é feito pelo ONS. Mas é preciso ir além: avaliar as externalidades aos demais setores usuários da água. Sempre que a flexibilização for viável economicamente (*vis a vis* os demais usos), é essencial ressarcir adequadamente os agentes afetados. A lógica econômica é buscar uma alocação ótima da água e indenizar aqueles que ficaram sem este recurso.
- Compete à ANA, com base nos planos diretores de recursos hídricos, o papel de ordenamento e suporte técnico. É possível que em alguns casos a flexibilização gere mais prejuízo econômico para os demais usuários que o benefício para o setor elétrico. Assim, sob a ótica da otimização do uso dos recursos hídricos, ela não deverá ser adotada.

É certo que esta mediação não é simples. É mais fácil falar do que fazer. A Lei 9433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e a Lei 9.984/2000, que criou a Agência Nacional de Águas – ANA estabelecem as condições necessárias:

#### Lei 9.433/1997

*Art. 32. Fica criado o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, com os seguintes objetivos:*

*I - coordenar a gestão integrada das águas;*

*II - arbitrar administrativamente os conflitos relacionados com os recursos hídricos;*

*III - implementar a Política Nacional de Recursos Hídricos;*

*IV - planejar, regular e controlar o uso, a preservação e a recuperação dos recursos hídricos;*

*V - promover a cobrança pelo uso de recursos hídricos.*

#### Lei 9.984/2000

*Art. 1º Esta Lei cria a Agência Nacional de Águas – ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos, integrante do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, estabelecendo regras para a sua atuação, sua estrutura administrativa e suas fontes de recursos.*

*Art. 2º Compete ao Conselho Nacional de Recursos Hídricos promover a articulação dos planejamentos nacional, regionais, estaduais e dos setores usuários elaborados pelas entidades que integram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e formular a Política Nacional de Recursos Hídricos, nos termos da Lei no 9.433, de 8 de janeiro de 1997.*

*Art. 3º Fica criada a Agência Nacional de Águas - ANA, autarquia sob regime especial, com autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, com a finalidade de implementar, em sua esfera de atribuições, a Política Nacional de Recursos Hídricos, integrando o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.*

Percebe-se uma atuação mais articulada do setor elétrico que a dos demais setores usuários de água. As propostas de flexibilização de regras operativas, por exemplo, vieram acompanhadas de notas técnicas do ONS com os impactos esperados obtidos do uso de modelos de simulações da operação do SIN. Os demais setores usuários da água, possuem quadros técnicos mais reduzidos, e portanto menor capacidade de apresentar em tempo útil propostas de regras alternativas que lhes sejam favoráveis. Normalmente se resumem a protestar quando alguma crise está a sua porta. Cabe à ANA o papel de liderança técnica para equilibrar a discussão.

## REGULATÓRIO

Os tópicos desta edição são: (i) construção obrigatória de eclusas (comentário de Jerson Kelman); (ii) resultado do recente leilão de ajuste; (iii) impacto da retirada de subsídios do Tesouro nas tarifas de 2015; (iv) compromissos para 2014 (mais uma vez) adiados; e (v) diretrizes para os leilões A-5 e A-3 de 2015.

### Comentário sobre a Lei nº 13.081/2015

Jerson Kelman<sup>9</sup>

O ex-senador Eliseu Resende foi relator da lei de criação da ANA em uma das comissões do Congresso. Lembro-me de uma reunião decisiva, realizada numa sala onde caberia no máximo metade dos presentes, absurdamente poluída pela cacofonia dos que falavam alto no celular. Nesse ambiente hostil, eu tentava inutilmente explicar o significado de gestão de recursos hídricos para parlamentares em sua maioria pouco interessados no assunto. O senador Eliseu percebeu a minha irritação e assumiu a liderança da discussão. Aliás, como lhe cabia como relator. Foi excepcionalmente hábil. Engenheiro civil, com doutorado em Nova Iorque, soube refrear o uso de conceitos técnicos, que confundiriam os seus pares, e se concentrou pragmaticamente em obter apoio para a tramitação do projeto. A partir desse episódio, passei a admirar sua inteligência, conhecimento e serenidade. Sete anos depois, o Senador voltou ao tema “uso múltiplo dos recursos hídricos” ao propor o projeto de lei PLS 209/2007, que “caracteriza como serviço público a operação de eclusas e outros dispositivos de transposição de níveis em hidrovias e sobre as situações em que é obrigatória a implantação de dispositivos de transposição de barragens em cursos de água navegáveis ou potencialmente navegáveis”.

Mais sete anos, no final de 2014, o Congresso aprovou um substitutivo ao projeto original, que foi recentemente sancionado pela presidente Dilma (Lei nº 13.081/2015). Na sequência se apresenta a bem fundamentada motivação do Senador e o que há de preocupante na lei afinal aprovada.

O melhor para explicar a motivação original do Senador é dar-lhe a palavra:

*"O Brasil dispõe de uma vasta rede de hidrovias naturais que, apesar da comprovada vantagem sobre outros modais de transportes em termos de custos, tem sido subutilizada e até negligenciada. Via de regra, o consumo de combustíveis no transporte hidroviário é várias vezes inferior ao consumo de modais como o rodoviário e o ferroviário. No transporte de grãos, por exemplo, os gastos com combustíveis em um sistema hidroviário chega a ser até vinte vezes menor do que o gasto com a mesma carga em transporte rodoviário. A diminuição do consumo de combustíveis fósseis, principalmente de derivados de petróleo, é, cada dia, mais prioritária em termos mundiais, com o objetivo de reduzir a emissão de gases formadores de efeito estufa, causa principal das mudanças climáticas em nosso Planeta. [...]"*

*A grande dificuldade atual na implantação de eclusas e outros dispositivos de transposição de níveis está na indefinição de quem se responsabiliza pelos custos de construção e operação desses equipamentos. Para o setor elétrico, que não pode repassar os custos adicionais para suas tarifas, essas obras representam apenas ônus, daí sua oposição a projetos de leis em tramitação. Os governos federal e estaduais, detentores do*

---

<sup>9</sup> Ex-diretor geral da ANA e ANEEL, atual presidente da SABESP.

*domínio das águas, não dispõem de recursos financeiros a fundo perdido para custeá-las. A solução que vislumbramos e estamos submetendo aos ilustres Pares do congresso Nacional é a caracterização da operação de eclusas e outros dispositivos como serviços públicos que podem ser prestados diretamente ou mediante contratos de outorga pelo Poder Público. Essa caracterização abre amplas perspectivas de solução para o custeio do serviço de operação das eclusas, pois esse serviço poderá ser cobrado diretamente pelo Poder Público ou por empresas concessionárias. Além da prestação direta e da concessão dos serviços de operação de eclusas, podem ainda ser firmadas parcerias público-privadas. As próprias empresas geradoras de eletricidade podem ser concessionárias desses serviços, agregando escala aos seus serviços" (exposição de motivos do projeto de lei).*

No projeto original havia a obrigatoriedade de se fazer estudos de viabilidade para a implantação de hidrovias. Somente quando viáveis é que deveriam ser construídas. Mais: mesmo quando viáveis, admitia-se que a construção das eclusas poderia ocorrer posteriormente à da usina. O projeto de lei original não deixava claro qual o tipo de viabilidade deveria ser avaliada, se a técnica, econômica, financeira, ambiental ou... todas. Todavia, é razoável supor que o foco era a viabilidade técnica. É o que em geral se observa nos planos hidrovitários: há grande interesse na identificação dos cursos de água navegáveis ou potencialmente navegáveis sob o ponto de vista técnico e menor atenção com a viabilidade econômica e financeira dos empreendimentos. Aparentemente a intenção do projeto de lei era tão somente impedir que a implantação de uma barragem, para qualquer uso, “matasse” uma eclusa tecnicamente possível, ainda que circunstancialmente inviável.

Devido ao prazo usualmente longo para maturação dos empreendimentos, nem sempre há viabilidade econômica e financeira para uma concessão de hidrovia por meio do modelo tradicional. Alternativamente, as hidrovias poderiam se materializar por meio das Parcerias Público Privadas (PPPs), como sugerido pelo próprio Senador. É a solução adequada quando a receita proveniente das tarifas é insuficiente para cobrir o custo do serviço e o serviço é de interesse do país: nesse caso, o contribuinte deve ajudar o consumidor a pagar o custo do serviço.

Ao contrário do originalmente proposto, a Lei nº 13.081/2015 determina que a construção de novas hidrelétricas em vias navegáveis ou potencialmente navegáveis ocorra sempre de forma *simultânea* com a construção de eclusas. O perigo reside na definição do que seja potencialmente navegável.

A Lei estabelece que as vias potencialmente navegáveis serão definidas, mediante a realização de estudos técnicos, econômicos e socioambientais, pelo Poder Executivo do ente da Federação que detenha o domínio do corpo de água (Art. 1º § 3º).

Assume-se implicitamente que se um rio é reconhecido como potencialmente navegável por autoridade federal ou estadual, certamente deve existir o correspondente estudo de viabilidade. Teoricamente, perfeito. Porém, os planos hidrovitários tendem a ser máximos e não mínimos. Uma coisa é identificar os cursos de água com alguma condição técnica de se tornarem navegáveis, formando o plano máximo. Outra é identificar os cursos de água em que seria absurdo deixar de realizar as obras necessárias para torná-los navegáveis, formando o plano mínimo.

A Lei estaria certíssima se impusesse a construção de eclusas simultaneamente à instalação de usinas hidroelétricas *apenas nos locais listados num hipotético plano hidrovitário mínimo*. Todavia, a continuar a tendência atual, a Lei será provavelmente aplicada tomando por base os “planos máximos”.

Nessa hipótese, a construção de novas usinas hidroelétricas, que já é muito difícil, se tornará quase impossível, devido ao aumento da complexidade institucional.

Em outras palavras, obrigar que a construção de usinas ocorra simultaneamente com a construção de eclusas faz todo o sentido, *mas apenas quando de fato haja intenção de implantar a hidrovia*. A razão é que, na lógica de expansão do Setor Elétrico, é possível leiloar o potencial hidráulico A no rio X e B do rio Y sem nenhuma preocupação com a conectividade hidráulica, pois o sistema de transmissão se encarrega da conexão energética. Por outro lado, para se formar uma hidrovia, é necessário vencer *todos* os desníveis do curso de água escolhido, *mesmo aqueles com pequena atratividade energética*.

Como esse fato é desconsiderado pela Lei, corre-se o risco de que inúmeras eclusas sejam construídas para permanecerem sem operação por muitos anos. Ou, pior ainda (e mais provável): a dificuldade será tamanha que não serão construídas as usinas nem as eclusas.

Em resumo, o razoável seria formular o plano hidroviário mínimo e levá-lo a sério; melhor poucos pássaros na mão do que muitos voando. Para os poucos cursos de água que fossem selecionados efetivamente como potencialmente navegáveis, se organizariam leilões para uso múltiplo (produção de energia e navegação) do rio como um todo. E não como se faz atualmente, em que se coloca em leilão apenas o potencial hidráulico de cada local, desconectado do que existe a jusante ou a montante.

### **Resultado do 18º Leilão de Ajuste**

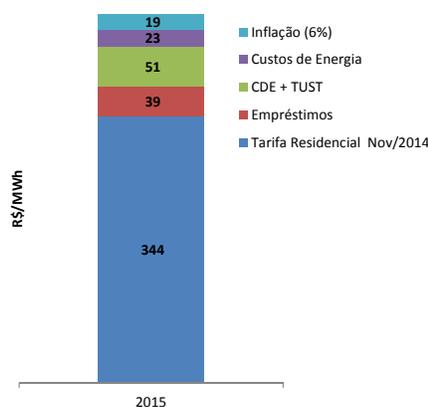
Dia 15 de janeiro de 2015 o Governo realizou o 18º Leilão de Ajuste na tentativa de solucionar o desequilíbrio contratual do portfólio das concessionárias de distribuição, ainda deficitário para o 1º semestre de 2015, e não resolvido com o 13º Leilão de Energia Existe. A princípio, se poderia dizer que o leilão de ajuste foi um sucesso; afinal, contratou-se 2,1 GW médios de energia. Porém o custo não foi módico e praticamente atingiu o preço de máximo de contratação de energia no mercado; valor médio de 387 R\$/MWh, muito próximo ao valor esperado do PLD para o horizonte de suprimento dos contratos oferecidos, e não obstante, praticamente igual ao recém teto fixado para o PLD (de 388 R\$/MWh). A contratação a este preço não foi surpresa para o mercado, pois já se sabia que nenhum gerador venderia sua energia em carteira por um preço inferior ao teto. A pergunta que se faz é por que foi realizado este leilão já que se previa que seu preço seria praticamente igual ao teto do PLD. Entre comprar um produto pelo preço máximo ou esperar para comprar a um preço que pode eventualmente ser menor que o máximo (caso as chuvas apareçam em volume suficiente), melhor seria não contratar, uma vez que não há praticamente custo de arrependimento (se compraria, na pior das hipóteses, ao mesmo preço no mercado de curto prazo). Concordamos que as chances desse evento ocorrer ( $PLD < 388 \text{ R\$/MWh}$ ) são cada vez mais remotas, porém não são impossíveis, basta as águas de março darem o ar de sua graça. Para o consumidor, teria sido melhor não ter contratado esta energia, pois perdeu a chance de uma eventual compra a um preço mais baixo.

### **Os reflexos tarifários da redução dos subsídios do Tesouro**

Recentemente o Governo anunciou o fim dos aportes do Tesouro ao fundo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o que envolveria a redução de R\$ 9 bilhões de recursos nesta conta, originalmente prevista no Projeto de Lei Orçamentária de 2015. No entanto, a situação é mais

grave do que a anunciada, pois as despesas previstas para este fundo são muito maiores que este valor. Em notícia publicada no Valor Econômico no dia 16 de janeiro, estima-se que os gastos podem chegar a R\$ 26 bilhões<sup>10</sup>, o que é coerente com as estimativas da PSR.

A figura a seguir atualiza a previsão de reajuste tarifário de 2015, mostrada na edição anterior do ER (segmento residencial, média das trinta maiores distribuidoras), para representar a retirada dos subsídios do Tesouro à CDE. Como detalhado naquela edição, esta previsão engloba todos os custos estimados para repasse ao consumidor, incluindo o pagamento da primeira parcela dos empréstimos já contraídos, o déficit de Itaipu no mercado de curto prazo verificado em 2014, a expectativa de 26 bilhões de gastos no fundo da CDE, bem como os benefícios tarifários do leilão de concessões hidrelétricas previsto para julho de 2015. Com esta atualização, o aumento médio para o segmento residencial passa para a na faixa de 41%.



Finalmente, observa-se que a fixação da cota da CDE de 2015 seria discutida na reunião de diretoria da ANEEL no dia 20 de janeiro. Porém, o tema foi retirado de pauta e até o momento não há previsão para a sua retomada.

### Fim de ano é tempo de adiar

Há três eventos que são quase sinônimos de fim de ano no Brasil: a inauguração da árvore da Lagoa, no Rio; o especial do Roberto Carlos; e o adiamento de vários dispositivos e regras do setor elétrico com prazo final de validade em dia 31 de dezembro (ou data de início em 1º de janeiro), quando as autoridades se dão conta que as providências necessárias ainda não foram tomadas e/ou que os agentes não se prepararam devidamente. Vejamos as “bolas da vez” da virada de 2014 para 2015.

#### Luz para Todos

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, mais conhecido como “Luz para Todos”, foi instituído pelo decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011. Seu objetivo é “propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural que não possui acesso a esse

<sup>10</sup> Segundo a reportagem o Governo prevê uma receita de R\$ 3 bilhões, o que levaria a fixação de uma cota que arrecade R\$ 23 bilhões de todos os consumidores.

serviço público”, e o decreto previa que ele existiria durante o “período de 2011 a 2014”. Ou seja, seu prazo máximo seria 31 de dezembro de 2014.

Como o objetivo do programa Luz para Todos ainda não foi atingido, foi publicado um decreto<sup>11</sup> que substitui a expressão “período de 2011 a 2014” por “até o ano de 2018”. Torcemos para que a universalização seja atingida antes desta data, e que não seja necessário publicar mais um decreto de postergação no final de 2018.

#### *Revisão periódica das garantias físicas das usinas hidroelétricas*

A noção de que todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser respaldados por capacidade física de produção é bem antigo no Setor Elétrico Brasileiro. Ele tem sido aperfeiçoado, refinado e formalizado no decorrer dos anos.

Uma etapa essencial desta formalização foi a instituição do MRE, a qual foi realizada através de uma lei<sup>12</sup> e de um decreto que a regulamentou<sup>13</sup>. O decreto estabelece, dentre outros, que<sup>14</sup>:

- A cada usina hidrelétrica corresponde um montante de “energia assegurada”, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada;
- A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE é o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema;
- O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes;
- Essas revisões não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste; e
- Os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

O termo “energia assegurada” foi substituído posteriormente por “garantia física”, porém os dispositivos acima estão vigentes, em particular o da revisão periódica das garantias físicas, que deveria ocorrer a cada cinco anos.

Dissemos “deveria ocorrer” porque na prática essas revisões não ocorrem. A primeira delas deveria ter acontecido em 2003, e abrangeria praticamente todas as usinas que estavam em operação naquele momento, pois suas garantias físicas haviam sido determinadas em 1998, em seguida à formalização

---

<sup>11</sup> Decreto nº 8.387, de 30 de dezembro de 2014.

<sup>12</sup> Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. O dispositivo que originalmente instituiu o MRE nesta lei foi posteriormente revogado e substituído por outro.

<sup>13</sup> Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

<sup>14</sup> Parafraçando partes dos artigos 21 e 24 do Decreto nº 2.655.

do MRE. De fato, algumas providências chegaram a ser tomadas naquela época<sup>15</sup>, porém o processo ficou parado pela perspectiva de implantação de um novo modelo institucional, no qual a responsabilidade pelo cálculo das garantias físicas seria transferida da ANEEL para o MME. Finalmente, em 2004 foi publicada uma portaria do MME<sup>16</sup> manteve inalteradas as garantias físicas então vigentes para todas as usinas hidroelétricas, com exceção de Itaipu<sup>17</sup>. Esta última absorveu a diferença entre a soma dos valores de garantia física então vigentes para as usinas hidroelétricas e a garantia física calculada para o conjunto de todas as usinas hidroelétricas, que era menor. A mesma portaria estabeleceu que esses valores (alterados para Itaipu, e mantidos fixos para as demais usinas) seriam válidos até... 31 de dezembro de 2014.

E como era previsível, aos 44 minutos do segundo tempo uma nova portaria do MME<sup>18</sup> manteve esses valores inalterados por mais um ano, ou seja, até 31 de dezembro de 2015. A mesma portaria determinou a formação de um Grupo de Trabalho envolvendo as várias instituições do Setor para sistematizar a revisão periódica<sup>19</sup> das garantias físicas das usinas, com previsão de consulta pública sobre a proposta resultante. Em seguida, o MME disponibilizou um relatório preparado ao longo de 2014 pelo MME, EPE e Cepel tratando do tema<sup>20</sup>, indicando que houve pelo menos um esforço no sentido de estabelecer as regras para as revisões periódicas.

A próxima edição do ER deverá apresentar uma análise sobre esta questão. E mais uma vez esperamos que no final de 2015 não seja necessária uma nova portaria adiando mais uma vez a revisão periódica das garantias físicas das usinas hidroelétricas.

#### *Próximos capítulos: aferição da contratação de potência*

Um adiamento que ainda não foi feito, mas que fatalmente ocorrerá (de novo!) é o da aferição da contratação de potência por parte das distribuidoras e dos consumidores livres. Este é um tema que já foi abordado diretamente pelo menos quatro vezes pelo ER<sup>21</sup> (afora menções de passagem em análises de temas correlatos).

Em termos conceituais, o problema é relativamente simples.

---

<sup>15</sup> Por exemplo, a ANEEL realizou uma revisão do histórico de vazões motivada, dentre outros, pela perspectiva de revisão das garantias físicas das usinas hidroelétricas.

<sup>16</sup> Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004.

<sup>17</sup> Evidentemente que o MRE só se aplica à parcela da energia de Itaipu que é injetada no SIN.

<sup>18</sup> Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014.

<sup>19</sup> A terminologia oficial é “revisão ordinária”.

<sup>20</sup> “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs”, disponível no site do MME.

<sup>21</sup> (i) Edição nº 37 (janeiro de 2010), seção regulatória, sob o título “A questão do lastro de potência para o consumo”; (ii) Edição nº 44 (agosto de 2010), seção regulatória, sob o título “Aferição da contratação de potência”; (iii) Edição nº 45, (setembro de 2010), seção regulatória, sob o título “Novo decreto altera modelo comercial”, subtítulo “Obrigação de contratar a totalidade do requisito de potência”, e finalmente (iv) Edição nº 49 (janeiro de 2011), na seção Opinião, cujo título foi “O suprimento da demanda máxima”.

O modelo comercial do setor elétrico de brasileiro tem duas regras básicas, bastante conhecidas, cujo objetivo é garantir o suprimento de energia. A primeira regra diz que toda energia consumida deve ser adquirida através de contratos; e a segunda regra diz que todo contrato deve ser respaldado (“lastreado”) por “certificados de garantia física”, ou seja, por energia que pode ser produzida pelo sistema de forma confiável e sustentável. A combinação dessas duas regras faz com que total de garantia física do sistema seja maior ou igual à energia consumida, o que leva à segurança de suprimento. O cumprimento destas regras é assegurado por penalidades severas tanto para vendedores que não tenham lastro para seus contratos de venda como para consumidores que tenham insuficiência de contratos.

Ocorre que os mesmos instrumentos legais que criaram as regras que garantem o suprimento de energia também estabeleceram um mecanismo análogo para garantir o suprimento de potência, ou seja, para garantir a segurança de suprimento nas horas de consumo máximo (“horas de ponta”). Assim, nosso modelo comercial estabelece que cada consumidor deve contratar 100% da potência que utilizar; e que qualquer venda de potência deve ser respaldada por garantia física de potência.

No entanto, o decreto de 2004 que implantou o modelo comercial<sup>22</sup> adiou para 2010 a verificação da contratação de potência por parte dos agentes de consumo. Em outras palavras, enquanto as penalidades por insuficiência contratual de energia vêm sendo aplicadas desde 2005, a verificação equivalente para a contratação de potência por parte dos agentes de consumo foi postergada. Este adiamento era necessário por vários motivos (as duas primeiras análises mencionadas feitas no ER detalham bastante este tema), e podia ser realizado sem ameaçar a segurança de suprimento do sistema na época, porque havia então uma sobra estrutural de potência. O adiamento da verificação da contratação de potência (e consequente penalização dos agentes de consumo que a violassem) daria tempo para que fossem tomadas as providências que eram necessárias para sua realização.

Só que nenhuma providência foi tomada, e chegamos a 2010 com os mesmos problemas que impediam a verificação da contratação de potência por parte dos agentes de consumo. Ainda havia uma sobra de potência, porém já não existia mais a perspectiva de que essa sobra pudesse durar muito tempo. Por isso, a PSR sugeriu, através do ER, um adiamento na verificação da contratação (este é o tema das duas primeiras análises mencionadas), inicialmente para 2015, e em seguida para 2016 (porque considerávamos que não havia mais tempo para tomar as providências necessárias para instituir a verificação ainda em 2015).

A postergação veio através de um decreto<sup>23</sup>, que adiou a verificação para 2015, e não 2016 como propúnhamos. Na ocasião, assinalamos que do jeito que as coisas estavam caminhando provavelmente seria necessário adiar a verificação para 2017.

Finalmente, no início de 2011, ante a ausência de qualquer providência por parte do governo e considerando a premência da questão (que não existia em 2004), sugerimos a utilização de quatro alternativas para garantir o suprimento de potência (as alternativas não são mutuamente exclusivas).

---

<sup>22</sup> Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

<sup>23</sup> Decreto nº 7.317, de 28 de setembro de 2010, que modificou o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A primeira dessas alternativas (contratação e verificação de lastro) é a que teoricamente está em vigor, porém ainda não pode ser aplicada em sua íntegra. As demais (preços de curto prazo que efetivamente reflitam o custo do atendimento à ponta; criação de um encargo por capacidade; e contratação de potência como energia de reserva) buscam solucionar o problema fora do binômio contratação compulsória e verificação de lastro, que neste caso não parece estar funcionando<sup>24</sup>.

E com isso chegamos a 2015 sem que tenha sido tomada nenhuma providência. Ou melhor, foi tomada uma providência: a ANEEL incluiu nas Regras de Comercialização válidas para 2015 a apuração da insuficiência de lastro de potência<sup>25</sup>, tal como estabelece o decreto. Porém tomou o cuidado de inserir um dispositivo que adia a aplicação de penalidades até setembro de 2015<sup>26</sup>. Com isto será possível esperar até setembro de 2015 para que a questão seja mais uma vez adiada, quem sabe até 2020 ou depois. Ou seja: mais um adiamento. Só que neste caso o problema que em 2004 era apenas importante, porém distante no tempo, agora tornou-se urgente, e reiteramos que consideramos necessário buscar em outras formas de solucioná-lo, sob pena de comprometer a segurança de suprimento do sistema.

### **Diretrizes para os leilões A-5 e A-3 de 2015**

Há exatos dois anos, o ER de dezembro de 2013<sup>27</sup> publicou em sua seção “Opinião” uma análise sobre as regras dos leilões de energia nova. O título foi “Leilões de energia nova: estamos nos distanciando do padrão FIFA?<sup>28</sup>”. A análise apontava vários problemas que estavam prejudicando a eficácia desses leilões como instrumento para assegurar uma expansão da oferta “suficiente e eficiente”.

A edição seguinte do ER comentou as diretrizes do leilão A-3 de 2014, então recém-publicadas, mostrando que praticamente todos os problemas assinalados estavam presentes nas mesmas<sup>29</sup>. Recentemente o MME publicou as diretrizes para os leilões A-5 e A-3 de 2015<sup>30</sup>, e por isso nos propomos a refazer a seguir o mesmo exercício que fizemos com o leilão A-3 de 2014, para verificar o que melhorou, e o que permanece. Os itens a seguir correspondem aos problemas assinalados quando discutimos o padrão FIFA para leilões de energia nova.

---

<sup>24</sup> As alternativas estão na edição nº 49 do ER (janeiro de 2011), seção Opinião, cujo título foi “O suprimento da demanda máxima”.

<sup>25</sup> REN nº 637, de 5 de dezembro de 2014.

<sup>26</sup> REN nº 637, de 5 de dezembro de 2014, art. 3º: “A insuficiência de lastro de potência para os agentes de consumo será apurada, sem aplicação de penalidade, até a contabilização do mês de setembro de 2015”.

<sup>27</sup> Edição nº 84.

<sup>28</sup> Incidentalmente: a velocidade com que os eventos vêm se sucedendo faz com que a própria expressão “padrão FIFA”, que há seis meses era usada por todos, já esteja quase esquecida.

<sup>29</sup> ER edição nº 85 (janeiro de 2014), seção regulatória, sob o título “Diretrizes para o leilão A-3 de 2014”.

<sup>30</sup> Respectivamente, Portaria MME nº 653, de 11 de dezembro de 2014; e Portaria nº 672, de 19 de dezembro de 2014.

### *Prazo de construção dos leilões A-3 e A-5*

A questão, no caso, é que os prazos efetivos são sempre menores do que 3 ou 5 anos, e por isso insuficientes para a construção dos empreendimentos.

As novas portarias, seguindo este padrão de intervalos curtos demais para a implantação dos projetos, estabeleceram um prazo de 4 anos e 8 meses entre a data do leilão A-5 e o início do respectivo suprimento contratual (leilão em 30 de abril de 2015, suprimento contratual a partir de 1º de janeiro de 2020), e de 2 anos e 5 meses (isso mesmo – a leilão em 24 de julho de 2015, suprimento contratual a partir de 1º de janeiro de 2018) para o leilão A-3. Ou seja: o problema continua, e no caso do leilão A-3 cria uma situação de altíssima probabilidade de atraso para novas usinas.

### *Início de operação*

Esta é a questão das usinas que sofrem dificuldades porque suas unidades têm datas diferenciadas para entrada em operação comercial, enquanto os CCEARs exigem que toda a energia contratada esteja disponível a partir da data de início de suprimento contratual, admitindo como única alternativa que o gerador contrate energia de reposição.

Repetindo o que ocorreu em outros leilões, as diretrizes mitigam o problema para um único tipo de projetos, e apenas no caso do leilão A-3. Neste leilão, os montantes contratados novas de usinas a gás natural em ciclo combinado poderão ser escalonados levando em conta a data do fechamento do ciclo, a qual não poderá ser posterior a 31 de dezembro de 2018. Mais uma vez, outros tipos de projetos que poderiam se beneficiar deste dispositivo (por exemplo, PCHs e usinas a biomassa com base em bagaço de cana), tendo uma contratação mais aderente a seu perfil de construção, não foram contemplados.

### *Atendimento de energia e potência*

A questão é a do atendimento às necessidades de energia e potência declaradas pelas distribuidoras, que deveriam ser resultar em leilões que contratassem o conjunto de usinas que melhor resolvesse o problema satisfazer ambos os requisitos. Já mencionamos logo acima, sob o título “Próximos capítulos: aferição da contratação de potência”, que esta questão tem sido sempre adiada, e este leilão não é exceção.

As diretrizes são as mesmas dos leilões de energia nova de 2014, e apenas indicam o montante de potência associado à energia contratada por cada tipo de projeto. Essas diretrizes (i) dispensam os projetos eólicos de qualquer obrigação de lastro de potência; (ii) estabelecem para as térmicas com CVU deferente de zero um requisito igual a sua “disponibilidade máxima contratual” (que é baseada na potência máxima da usina); (iii) no caso de térmicas com CVU nulo, estabelecem exigência igual à disponibilidade mensal declarada pelo agente gerador; e (iv) no caso das demais usinas, estabelecem obrigação de lastro de potência igual a 1,5 vezes o valor da energia contratada.

Essas diretrizes, além de continuarem a não otimizar o atendimento conjunto das necessidades declaradas de energia e potência (na verdade, elas sequer asseguram o atendimento das necessidades

de potência declaradas pelas distribuidoras), perpetuam incentivos inadequados, tais como a concentração da geração das PCHs nos horários de ponta<sup>31</sup>.

Finalmente, as diretrizes perpetuam a exigência de que usinas térmicas a gás natural em ciclo combinado tenham um único CVU, o que impede uma otimização do projeto com vistas ao atendimento da ponta operando em ciclo aberto.

#### *E se a transmissão atrasar?*

No caso do leilão A-5, as diretrizes continuam a dar exatamente o mesmo tratamento dado ao problema nos leilões de 2014, determinando mais uma vez o adiamento (já é o quarto adiamento consecutivo) da aplicação do dispositivo que evitaria prejuízos para o gerador que estivesse em condições de operar e não pudesse fazê-lo devido a atrasos na transmissão. Assim, para este leilão o gerador continuará assumindo um risco pesado relativo a eventos sobre os quais não possui controle.

Já no caso do leilão A-3 a situação é completamente diferente: ao contrário do que ocorre no leilão A-5, onde ao menos em princípio um gerador não deveria ter nenhuma dificuldade em conectar-se e injetar sua energia nas redes de transmissão ou distribuição (afinal, cinco anos deveria ser prazo mais do que suficiente para que se fizesse a expansão das redes de transmissão e/ou distribuição eventualmente necessárias para conectar um novo gerador nas áreas atendidas pelo SIN), no caso do leilão A-3 um projeto depende de instalações já em operação ou pelo menos licitadas para injetar sua energia na rede. Por este motivo, neste leilão A-3 as diretrizes estabeleceram regra análoga àquela que foi introduzida por ocasião do leilão de energia de reserva de 2013<sup>32</sup>. Com isto, o leilão deverá ser realizado em duas fases, de forma a só contratar empreendimentos de energia nova cuja energia possa ser injetada no SIN através de instalações de transmissão existentes ou já contratadas ou autorizadas pela ANEEL. Esta regra poderá eliminar do leilão projetos interessantes, porém localizados em pontos saturados da rede. Por outro lado, ela reduzirá a probabilidade de que um projeto de geração em condições de operar comercialmente não o faça devido a atrasos na implementação de empreendimentos de transmissão, e evitará que geradores sejam responsabilizados pelos riscos associados a esses atrasos.

#### *A demanda foi realmente atendida?*

Um tema recorrente nos leilões passados foi a constante presença nas declarações de necessidades das distribuidoras de volumes de energia decorrentes de rescisões de CCEARs que haviam sido declarados em leilões de energia nova de mais antigos e não haviam sido atendidos.

---

<sup>31</sup> Ver edição nº 85 (janeiro de 2014) do ER, seção Ambiental, sob o título “Impactos ambientais da operação de PCHs”.

<sup>32</sup> A regra do leilão A-3 de 2013 foi comentada inicialmente na edição nº 76 (abril de 2013) do ER, seção Regulatória, sob o título “Diretrizes para o leilão de energia de reserva de 2013”. Em seguida, seus aspectos técnicos foram analisados na edição nº 78 (junho de 2013), seção Regulatória, sob o título “Sistemática do leilão de energia de reserva de 2013”. Finalmente, seus aspectos jurídicos foram discutidos na edição nº 79, seção Jurídica, cujo título foi “Leilão de Energia de Reserva nº 05/2013 – Restrições quanto à conexão da geração e à modificação de características técnicas”.

Esta questão aparentemente foi resolvida, já que o leilão A-5 de 2014 atendeu, ao que tudo indica, toda a demanda de energia declarada, inclusive aquela decorrente de frustrações e rescisões de CCEARs.

#### *Demanda, frustração e reposição*

A questão, no caso, refere-se ao fato de que os leilões de energia nova dão prioridade no atendimento à demanda “do leilão” (isto é, ao aumento da demanda para o qual as distribuidoras declaram necessitar energia nova) em relação à reposição da energia “perdida” com a rescisão de CCEARs de energia nova.

No caso destes leilões como aparentemente não haverá montantes de energia associados a essas rescisões, a questão não deverá existir.

#### *Isso é tudo?*

Em nosso levantamento original, listamos sete questões adicionais que estavam afetando negativamente os leilões. Vejamos como elas foram encaminhadas nas diretrizes recém-publicadas:

- (i) A mudança constante nas regras, que afasta os investidores mais cautelosos

Desta vez, os participantes deverão destinar ao mercado regulado no mínimo (i) 10% da energia, no caso de hidroelétricas com menos de 50 MW ou de ampliações de usinas existentes (leilão A-5), ou de hidroelétricas em geral (leilão A-3 – presume-se que neste caso todas as usinas participantes tenham menos do que 50 MW ou sejam ampliações); e (ii) 70% para as demais usinas.

Além da mudança de regras (que desta vez foi pequena), verificamos mais uma vez a ausência de qualquer estudo público que dê respaldo a esses valores.

- (ii) As cláusulas por vezes pouco claras dos contratos

(Ainda não temos os contratos).

- (iii) Regras ad hoc, construídas para evitar que certos tipos de usina saiam vencedoras (por exemplo, as limitações no CVU e na inflexibilidade)

O CVU nestes leilões está limitado a 250 R\$/MWh (mesmo valor do leilão mais recente de energia nova, também não temos conhecimento de estudo técnico que o respalde). A inflexibilidade das usinas térmicas a gás natural e a carvão não pode passar de 50%.

- (iv) As proibições para que determinados tipos de usinas participem de certos leilões

Por exemplo, não foi permitida a participação de usinas com fonte solar em nenhum dos leilões (e tampouco no leilão de fontes alternativas de 2015). Com isto, este tipo de energia foi aparentemente destinado exclusivamente a um eventual leilão de energia de reserva.

- (v) Os algoritmos pouco transparentes com parâmetros “secretos” para repartir a demanda entre os vários tipos de usinas participantes, as instruções por vezes confusas para as declarações de demanda

(A sistemática e as instruções ainda não foram publicadas).

- (vi) O calendário irregular

Apesar de não haver um calendário de leilões para 2015, temos já anunciados três leilões (A-5, A-3 e Fontes Alternativas). Existe ainda a possibilidade de um leilão de projeto estruturante (o leilão de São Luiz do Tapajós chegou a ser marcado para dezembro de 2014, porém a portaria foi revogada cinco dias depois<sup>33</sup>), e de um leilão de energia de reserva. Em suma, o calendário continua irregular, apesar de haver três leilões já marcados.

(vii) Cancelamentos de última hora.

(Esperamos que não).

#### *Uma mudança bem-vinda*

Uma notícia a nosso ver boa é que um dispositivo que mitiga os riscos relativos à indisponibilidade das usinas térmicas durante os primeiros anos de operação (e também reduz sua exposição ao risco hidrológico em decorrência de manutenções programadas), que era aplicado apenas a CCEARs resultantes de leilões A-5, também consta das diretrizes do leilão A-3 de 2015. O dispositivo foi introduzido inicialmente no 2º leilão A-5 de 2013<sup>34</sup>, não valeu para o leilão A-3 de 2014, porém foi utilizado novamente no leilão A-5 de 2014. Agora finalmente será utilizado também em um leilão A-3.

---

<sup>33</sup> Mais detalhes na edição nº 93 (setembro de 2014) do ER, seção regulatória, sob o título “Leilão de usina São Luiz do Tapajós”.

<sup>34</sup> Ver detalhes na edição nº 81 (setembro de 2013) do ER, seção Regulatória, sob o título “Alterações nas diretrizes para o segundo leilão A-5 de 2013”.

## RECURSOS HÍDRICOS E MEIO AMBIENTE

### Tapajós: uma tragédia anunciada?

A implantação da UHE Belo Monte é um tema polêmico, considerado por muitos como um desastre ambiental. Após um período de construção conturbado, que incluiu 17 paralizações<sup>35</sup>, a usina tem previsão para conclusão em fevereiro de 2016. Por contrato, a usina deveria começar a gerar energia a partir de fevereiro de 2015 mas por conta do atraso nas obras os sócios precisarão desembolsar quase 400 milhões de reais por mês a preços atuais para cobrir os custos da energia não entregue. Como resultado o empreendimento corre sérios riscos de se tornar economicamente inviável<sup>36</sup>.

No ER de outubro de 2014 relatamos as dificuldades do licenciamento e aprovação dos estudos ambientais dessa obra, bem como a superposição de efeitos negativos de um empreendimento de mineração que também está sendo implantado no trecho de vazão reduzida dessa usina no rio Xingu. Essa sinergia negativa não foi considerada nos estudos da usina e nem no da mineração. Constatamos que isto só ocorreu porque o planejamento no Brasil infelizmente ainda é feito estanque nos diferentes setores, com grande ineficiência, desperdício de recursos e de tempo.

Apesar do diagnóstico bem estabelecido sobre os prejuízos e atrasos da obra resultantes de um planejamento não integrado em Belo Monte, incrivelmente repete-se o mesmo equívoco na bacia do rio Tapajós onde está prevista a construção da UHE São Luiz do Tapajós. Este é o tema discutido a seguir.

### A bacia do rio Tapajós

Em 2006 a ANA elaborou o Plano Estratégico de Recursos Hídricos dos Afluentes da Margem Direita do Rio Amazonas<sup>37</sup> (PERH-MDA), um trabalho bastante abrangente sobre a região com foco nos recursos hídricos. Foi elaborado como um dos componentes do desenvolvimento e ordenamento desta bacia hidrográfica, que possui enorme potencial econômico: riquezas minerais; disponibilidade de água superficial e subterrânea; recursos naturais de florestas e biodiversidade, potencial agrícola, dentre outros. Dois grandes eixos rodoviários atravessam a bacia: a Transamazônica (BR-230) e a rodovia Cuiabá-Santarém (BR-163). Essas rodovias, projetadas há muitos anos, foram responsáveis pela ocupação inicial da bacia. Como foram feitas sem planejamento adequado, são responsáveis por boa parte dos conflitos de uso dos recursos naturais.

O cenário tendencial, também denominado como “mais do mesmo”, sustenta que as forças indutoras do processo de desenvolvimento da bacia manteriam as tendências vigentes em 2006. Neste cenário, o Estado Brasileiro continuaria a atuar de forma segmentada em diversas frentes, não alcançando o grau

---

<sup>35</sup> *Obras de Belo Monte enfrentam 17ª paralisação* (<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,obras-de-belo-monte-enfrentam-17-paralisacao,171193e>).

<sup>36</sup> *Usina de Belo Monte pode ter rombo bilionário com atraso em obras* (<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/usina-de-belo-monte-pode-ter-rombo-bilionario-com-atraso-em-obras>)

<sup>37</sup> <http://margemdireita.ana.gov.br/>

desejado de articulação e integração. Como resultado, haveria uma manutenção das disputas fundiárias, ocupação irregular do território amazônico (ainda que com menor intensidade) e os níveis de desmatamento seriam mantidos.

Nesse cenário, o crescimento demográfico se daria segundo as projeções do IBGE para a região, acrescida das migrações para cidades que serviriam de base de apoio para as usinas hidrelétricas a serem construídas. Porém, estas cidades não receberiam toda a infraestrutura necessária, e as exigências formuladas pelos órgãos ambientais, para mitigar e compensar os impactos que decorreriam desse súbito crescimento e do esvaziamento pós-construção, não seriam plenamente atendidas.

A situação fundiária permaneceria sem uma solução, permitindo a continuação dos processos de grilagem de terras, disputas fundiárias e ocupação irregular. Como consequência, o tratamento dado às reservas legais não se alteraria e estas continuariam residuais. Este cenário não garantiria, portanto, que uma parte das propriedades rurais (entre 20% e 80%, dependendo do bioma onde estiver localizado) fosse destinada às reservas legais, conforme estabelece a Lei nº 12.651, de 25/05/2012.

Na medida em que a capacidade gerencial do Estado Brasileiro se manteria menor que as necessidades, as áreas ambientais e de recursos hídricos, e os demais atores governamentais que atuam na bacia continuariam a atuar de forma desarticulada, havendo, inclusive, conflitos de interesse entre eles. Os grandes projetos de infraestrutura continuariam a ser analisados caso a caso, sem a visão de conjunto, e os benefícios resultantes desses projetos permaneceriam expressivos fora da Amazônia e insignificantes internamente. A resistência a esses projetos continuaria a existir por parte de segmentos da sociedade brasileira; não obstante, o grande potencial hidrelétrico amazônico seria inteiramente explorado.

Como desdobramento deste cenário, não haveria uma negociação intersetorial. Assim sendo, o planejamento do setor elétrico estaria desarticulado com o da navegação hidroviária. A Hidrovia Tapajós-Teles Pires não seria implantada até o final do horizonte do Plano, perdendo-se uma importante oportunidade de dotar a região de importante infraestrutura logística.

O transporte rodoviário seria intensificado para atender o crescimento das demandas, mantendo-se como principal modal de escoamento da produção, em conjunto com a Hidrovia do Madeira, limitada até Porto Velho. Novas estradas vicinais – as “espinhas de peixe” – seriam abertas a partir das rodovias e um escoamento eficiente das safras seria inviabilizado pela incapacidade de resolução do quadro institucional. Pelo contrário: o predomínio do eixo rodovias-portos de Santos e Paranaguá seria mantido, o que não ajudaria a competitividade internacional da produção de grãos mato-grossense.

O plano também chama atenção para o crescimento da área plantada com soja, com pouco aproveitamento das áreas de pastagens abandonadas ou degradadas. Adicionalmente, o crescimento da irrigação seria mantido segundo as tendências históricas, condicionado à área plantada, às políticas de preço e mercado dos produtos agrícolas, mas não limitado pelas reservas legais. As minas e garimpos de cassiterita e ouro continuariam em atividade plena.

As diferenças regionais seriam mantidas, já que o modelo de implantação e operação dos projetos não sofreria modificações. As populações tradicionais prosseguiriam à margem dos processos econômicos dominantes e ficariam limitadas ao extrativismo, praticado precariamente.

As cidades ribeirinhas se esvaziariam gradativamente, na medida em que as suas populações se deslocariam para as grandes cidades, em busca das oportunidades que ali enxergam. Com relação ao saneamento, os níveis de cobertura atuais seriam mantidos. Consequentemente, os volumes de afluentes *in natura* que chegam aos corpos hídricos aumentariam por conta do crescimento populacional, comprometendo maiores volumes de água para a sua diluição. O gerenciamento de eventos críticos permaneceria da mesma forma que vem se verificando, causando muitos transtornos para a população ribeirinha, para a navegação, os serviços prestados e o suprimento de mercadorias em geral. Os sistemas de previsão e alerta de eventos extremos não seriam estendidos pela região de forma integrada, limitando-se aos já existentes. As áreas de recarga dos aquíferos se manteriam desprotegidas.

A gestão dos recursos hídricos manter-se-ia no mesmo nível atual, inclusive os instrumentos de outorga, sistemas de informação e enquadramento, assim como a fiscalização. Nesse cenário os conflitos se multiplicariam, dificultando a implantação de projetos.

Passados oito anos da elaboração do PERH-MDA, que delimitou e propôs cenários de desenvolvimento para a região, observamos que este cenário descreve com precisão o quadro atual da bacia.

A PSR participou recentemente (junho de 2014) da reunião pública da Avaliação Ambiental Integrada (AAI) realizada no município de Itaituba. Apesar de ter sido feita uma apresentação dos estudos, todas as manifestações feitas pela comunidade, ali representada pelas secretarias da prefeitura, comunidades ribeirinhas a serem atingidas pelo projeto da UHE São Luiz do Tapajós e comunidades indígenas, se referiam à falta de transparência e articulação entre as propostas pelo governo para a região: programas e ações associadas à implantação da rodovia Cuiabá-Santarém, criação de novas unidades de conservação, construção de terminais portuários, instalação de mineradoras, etc. A ausência de um planejamento integrada é percebida nitidamente pela população local.

A grande mídia destaca a visão de que *as usinas do Tapajós só se justificam do ponto de vista dos grandes centros consumidores da região Sul-Sudeste, e para atender as necessidades das grandes indústrias e minerações*. Ou seja, há um descompasso entre os benefícios difusos e os interesses locais.

Os estudos de AAI confirmam mais uma vez a falta de planejamento integrado. Não foram avaliados, por mais incrível que possa parecer, os rios Teles Pires e Juruena, os formadores do Tapajós. Ainda assim, a AAI evidencia esses conflitos e a falta de articulação institucional.

O mapa da Figura 4 mostra a superposição dos conflitos na bacia e a Figura 5 o seu potencial mineral. Fica evidente a premência de uma ação conjunta entre os órgãos governamentais e agências reguladoras das diversas áreas, como transporte, mineração, energia, saneamento, saúde, meio-ambiente, fundiária, indígena.

Uma ação articulada evitaria conflitos e facilitaria a aprovação do empreendimento junto às comunidades.

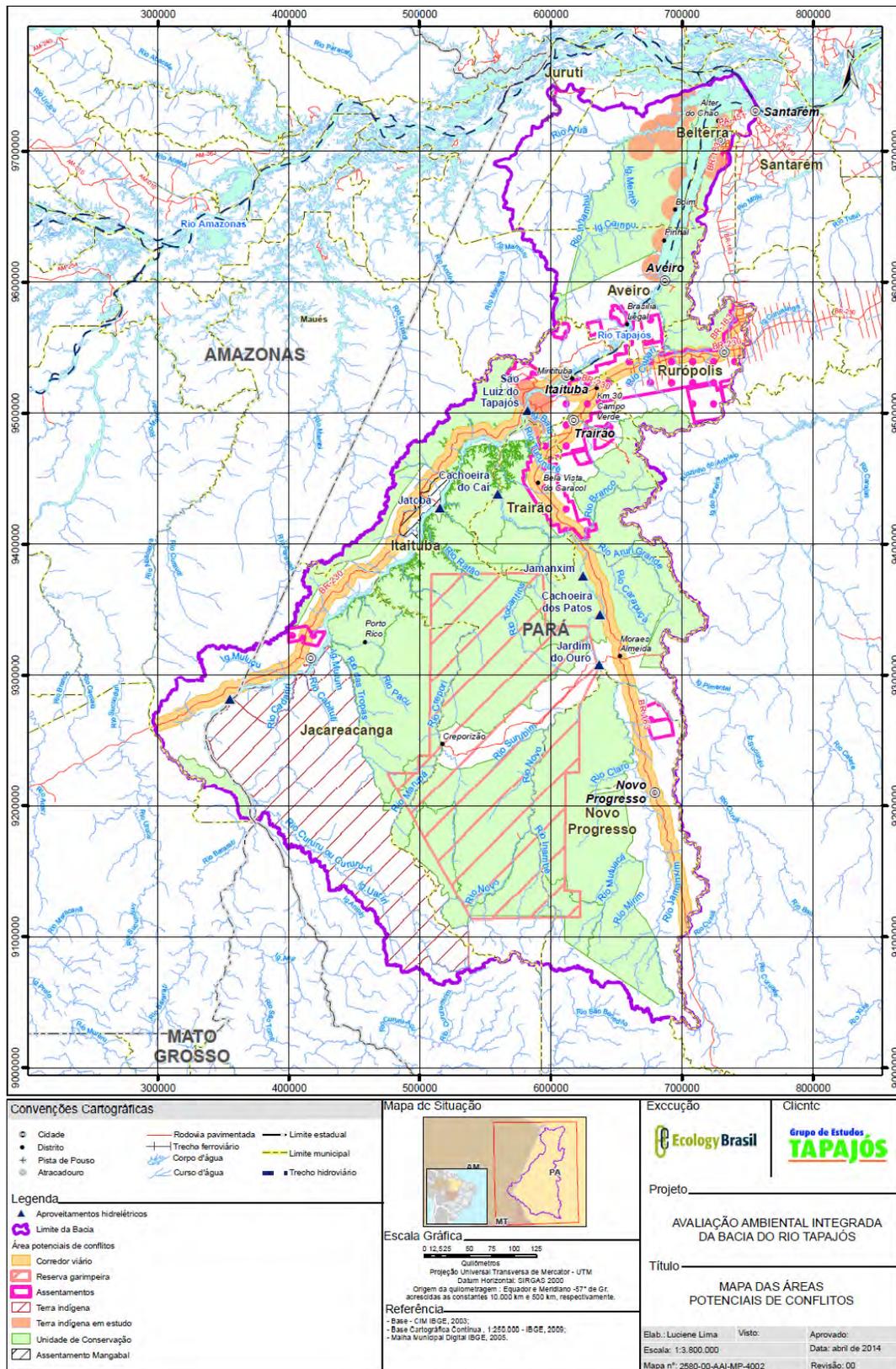


Figura 4 - Conflitos de usos dos recursos naturais – Grupo de Estudos Tapajós.

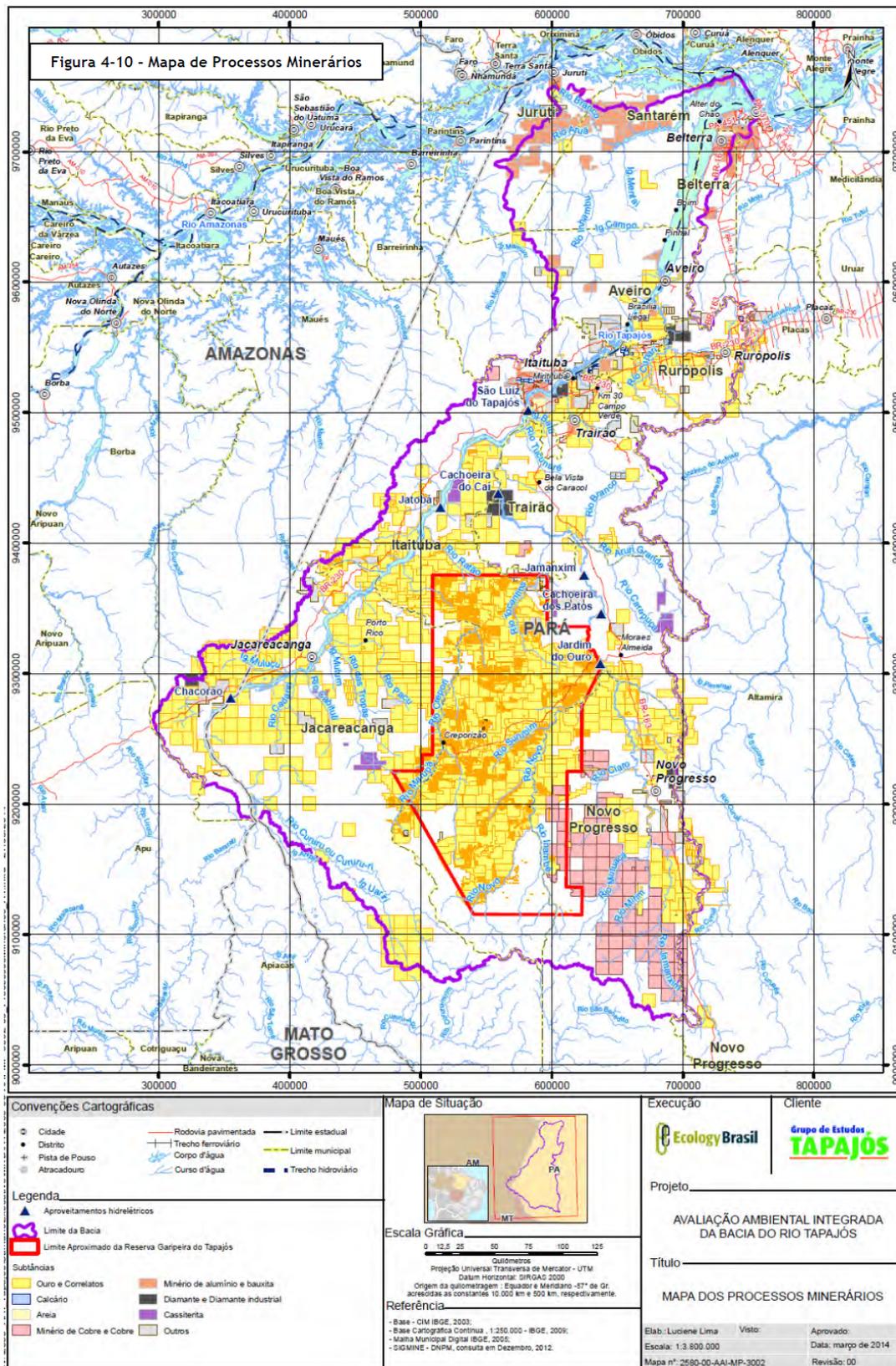


Figura 5 - Potencial mineral da bacia do rio Tapajós.

Como já mencionado, os impactos ambientais já estão presentes, antes mesmo da construção usinas. Nas bacias dos rios Crepori e Jamanxim estão situadas as maiores áreas de garimpo da região. Essas atividades têm comprometido a qualidade das águas e dos ecossistemas terrestres, pois deixam enormes cicatrizes no terreno (Figura 6).



**Figura 6 - Garimpo na região do rio Tapajós (Foto: Paulo Santos)<sup>38</sup>**

Uma reportagem de setembro de 2013<sup>39</sup> destaca ainda o seguinte:

*“A chegada dessa massiva indústria extrativista, de mineração e energia, tem provocado transformações profundas na região. As usinas são vistas, pela população local, como uma ameaça a sua sobrevivência, e exigem participarem do debate sobre o seu futuro e o da região.”*

*O rio Tapajós é hoje um dos maiores palcos de conflitos ecológicos no Brasil. O governo federal pretende instalar mais de uma dúzia de usinas no Tapajós e afluentes, provocando um impacto cuja real dimensão sobre as populações e a floresta é impossível de medir. As usinas iriam produzir energia para o rico polo mineral do Tapajós e de Carajás. Há diversas mineradoras de bauxita operando no delta do rio, como a Alcoa, em Juruti. Há novos projetos para mineração de ouro, bauxita e níquel na região, além de também produzir energia para alimentar a Vale, em Carajás.”*

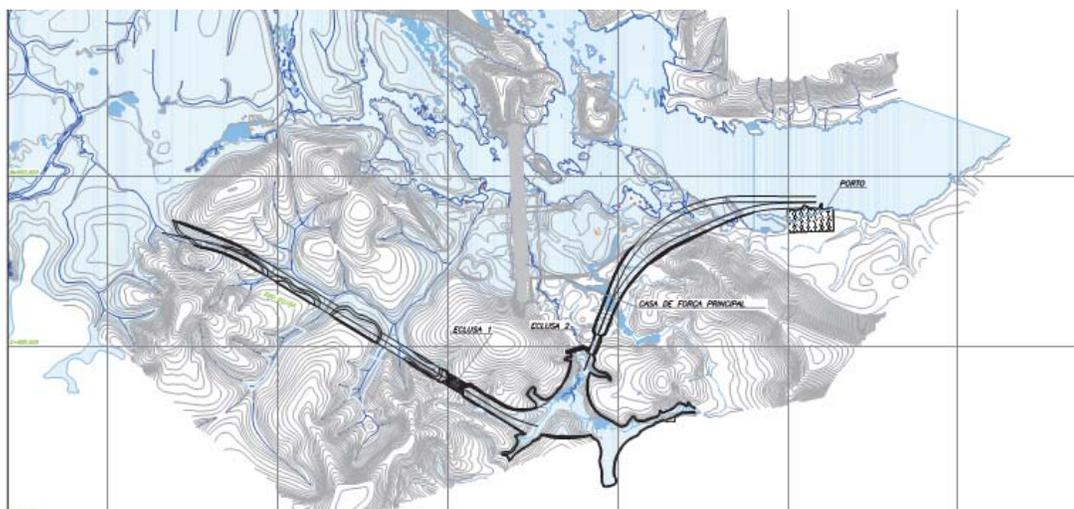
Dessa forma, o quadro é bastante complexo, antes mesmo do início das obras da usina.

<sup>38</sup> [g1.globo.com/pa/para/noticia/2013/04/decreto-proibe-concessao-de-novas-licencas-para-garimpos-no-rio-tapajos.html](http://g1.globo.com/pa/para/noticia/2013/04/decreto-proibe-concessao-de-novas-licencas-para-garimpos-no-rio-tapajos.html)

<sup>39</sup> <http://www.cartacapital.com.br/blogs/blog-do-milanez/comunidades-do-tapajos-acusam-governo-de-descumprir-leis-para-construir-usinas-9678.html>

## Conclusões

- Assim como aconteceu com a UHE Belo Monte, mais um projeto de enorme envergadura, como a UHE São Luiz do Tapajós, está sendo planejado de forma isolada, sem articulação com os projetos dos eixos mineração, viários com previsão de eclusas, mas sem previsão para a implantação das mesmas. O arranjo de engenharia (ver Figura 7) não parece adequado para uma obra concomitante à da hidrelétrica. Como já discutido em edições anteriores deste boletim, o projeto das eclusas e canal de navegação parecem ser um “corpo estranho” incluído à margem do projeto da usina e, que se executado acarretaria num grande volume de escavação. Como costuma ser, o projeto da eclusa é “para inglês ver”;



**Figura 7 - Projeto da Eclusa na margem direita**

- Os conflitos estão identificados e descritos na AAI, mas não tem qualquer desdobramento nos estudos da usina nem dos planos e programas governamentais, item normalmente presente em estudos de impacto ambiental.
- Os principais impactos e conflitos já existentes deveriam ser melhor avaliados nos estudos e nos programas propostos, principalmente a questão indígena;

## Próxima edição: alteração do arranjo de engenharia de São Luiz do Tapajós

No ER de Setembro de 2014 relatamos que o arranjo de engenharia proposto nos estudos de inventário da bacia - que previa a preservação das cachoeiras e corredeiras - poderia estar sendo alterado. Mencionamos não termos tido acesso aos documentos de estudos de viabilidade por ainda estarem em análise na ANEEL. Neste ponto, gostaríamos de registrar nosso agradecimento à agência, que em correspondência posterior esclareceu que, ao contrário do que afirmamos, os documentos já estavam à disposição para a consulta. Após analisar os estudos de viabilidade e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) do empreendimento, confirmamos que houve uma alteração no arranjo, que cria um Trecho de Vazão Reduzida (TVR) e aumenta a potência instalada da usina de cerca de 6.000 para 8.040 MW. Uma avaliação mais detalhada deste aproveitamento será o tema da próxima seção de Recursos Hídricos e Meio Ambiente.

## JURÍDICO

### **Indevido enquadramento de diversas irregularidades e imposição de penalidades pela ANEEL com base na conduta genérica descrita no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 (“descumprir as disposições legais, regulamentares e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica”)**

*Advocacia Waltenberg*<sup>40</sup>

#### **1. Introdução**

No presente artigo, propõe-se a análise de tema que tem preocupado os concessionários de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. A Diretoria da ANEEL vem recentemente validando o enquadramento das mais diversas e distintas irregularidades apuradas pela fiscalização na conduta genérica descrita no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, que se sujeita à imposição de multa de até 1% (um por cento) sobre o valor do faturamento correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, e pelo qual se tipifica como infração o descumprimento das “disposições legais, regulamentares e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica”.

Com efeito, embora haja poucas decisões minoritárias da fiscalização e da Diretoria em sentido contrário<sup>41</sup>, vem-se firmando recente consenso no âmbito da Agência quanto à admissibilidade do enquadramento de condutas de diversas naturezas nessa infração, cuja descrição é absolutamente genérica.

O problema está em que, justamente em razão da generalidade do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, a qual, em tese, permite configurar o cometimento da aludida infração a partir de praticamente quaisquer condutas tidas como irregulares, a sua aplicação sem o devido critério implica, em inúmeros casos, incidência de penalidade gravíssima aos agentes de forma inaceitavelmente desproporcional à conduta praticada.

Entretanto, a análise sistemática desse posicionamento da Agência, realizada a partir do rigor jurídico que requer o tema da regulação punitiva das atividades relacionados ao setor elétrico, em especial no que respeita aos serviços públicos de distribuição, leva a conclusão bem diferente daquela que vem sendo sustentada pela ANEEL, como se pretende demonstrar a seguir.

#### **2. Posicionamento da ANEEL sobre o tema**

Como antecipado, a ANEEL vem se posicionando no sentido de aplicar de forma ampla e genérica a previsão do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, associando-a as mais diversas e distintas

---

<sup>40</sup> Artigo elaborado pelos advogados André Fabian Edelstein e Eduardo Rodrigues Evangelista, integrantes da Advocacia Waltenberg. As opiniões e argumentos apresentados neste artigo não refletem necessariamente o entendimento da PSR.

<sup>41</sup> Citem-se como exemplos: Despacho ANEEL nº 4.276, de 17.12.2013, Despacho ANEEL nº 2.470, de 09.07.2014 e Despacho ANEEL nº 1.982, de 24.06.2014.

condutas dos agentes que importem em descumprimento de disposições regulamentares e contratuais. O exemplo a seguir ajuda a ilustrar o entendimento da Agência:

32. A Cemar também sustentou que não há correlação entre a penalidade [Não calcular em conformidade com o disposto no Prodist os indicadores coletivos DEC e FEC para 2010] e a infração cometida [Inciso I, art 6º - Grupo III]. A irregularidade amoldaria-se melhor ao disposto no inciso IV do art. 5º da Resolução nº 63, de 2004, pois refere-se a divergência de dados relativos a apuração dos indicadores coletivos, decorrente de equívoco na atualização dos registros arquivados.

33. Não se sustenta a alegação da Recorrente, pois a infração decorreu de erro relacionado à quantidade de unidades consumidoras afetadas por interrupções, no cálculo dos indicadores de continuidade para o ano de 2010, em razão da utilização de um sistema de apropriação dos dados das ocorrências que requer adequação para tanto. Correto, portanto o enquadramento adotado pela Fiscalização (grifamos)<sup>42</sup>.

Também é relevante registrar o Parecer nº 0571/2013/PGE-ANEEL/PGF/AGU, de 20.11.2013, emitido no âmbito do Processo ANEEL nº 48500.006303/2012-73, por meio do qual se relata ter sido feito “levantamento do tratamento dado pela ANEEL e por esta Procuradoria em casos anteriores de punições por indeferimentos incorretos de pedidos de ressarcimento por danos elétricos”, que “indicou que há precedentes enquadrando a situação em três dispositivos diferentes”. Diante disso, opinou-se pela necessidade de “uniformização de tratamento daqui para a frente”, de tal forma que referida conduta passe a ser enquadrada “na infração prevista no art. 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004” (cf. itens 84, 85 e 110).

Para respaldar essa conclusão, invocando precedentes anteriores, assinalou a Procuradoria-Federal que “a jurisprudência da Diretoria da ANEEL vem adotando um conceito mais aberto para o tipo do art. 6º, I, da Res. 63/2004, o qual abrangeria não só as irregularidades diretamente relativas à apuração dos índices fixados como forma de medir a qualidade da prestação, mas todas as irregularidades que decorram do fato de a concessionária ofender normas que busquem assegurar a prestação dos serviços dentro do nível de qualidade adequado” (cf. item 104 - grifamos).

Como se observa no exemplo citado pela Procuradoria-Federal, que tratou de casos de “punições por indeferimentos incorretos de pedidos de ressarcimento por danos elétricos”, a referida conduta já foi enquadrada pela Agência em três dispositivos distintos da Resolução ANEEL nº 63/2004 – no caso, além do artigo 6º I, já descrito, também o artigo 4º, IV (“deixar de atender pedido de serviços nos prazos e condições estabelecidos na legislação e/ou no contrato”); e o artigo 4º, XV (“deixar de utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam a prestação de serviço adequado”), ambos puníveis com a penalidade de multa no valor de até 0,01% (um centésimo por cento) sobre o valor do faturamento correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração.

<sup>42</sup> Voto que respalda o Despacho ANEEL nº 2.782/2013. No mesmo sentido posicionou-se a Diretoria da ANEEL ao analisar penalidades decorrentes do cumprimento da Resolução ANEEL nº 505/2011 e dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (cf. Despacho ANEEL nº 3.235/2013)

Entretanto, a pretexto de uniformizar o entendimento, vem-se decidindo pela opção mais gravosa para os concessionários, sob o argumento de que estariam tipificadas no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, “*todas as irregularidades que decorram do fato de a concessionária ofender normas que busquem assegurar a prestação dos serviços dentro do nível de qualidade adequado*”.

É precisamente este o entendimento da ANEEL, respaldado pela Procuradoria-Federal, que se pretende aqui examinar, em função do seu evidente equívoco e, sobretudo, dos graves prejuízos que acarreta para as concessionárias de serviços públicos de distribuição.

### **3. O artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 e os princípios do processo administrativo punitivo**

O conteúdo do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 é de juridicidade condenável, vez que configura uma infração de maneira perigosamente fluida, isto é, fundamentada em parâmetros abertos e, portanto, pouco objetivos, gerando dúvidas e ambiguidades em sua aplicação, nada desejáveis em qualquer ordenamento jurídico minimamente estável e seguro.

#### **3.1. A discutível constitucionalidade das infrações e penalidades estabelecidas em normas administrativas editadas pela ANEEL**

Porém, antes de adentrar à análise específica do dispositivo, são necessárias algumas considerações de caráter sistêmico. Nesse sentido, observe-se, como é cediço, que no Processo Administrativo Punitivo incidem os princípios próprios do Direito Processual Penal, dentre os quais, assumem capital relevância os princípios da reserva legal e da tipicidade normativa.

Em apertada síntese, veiculam tais princípios que “*não há sanção administrativa admissível sem prévia capitulação legal (lei em sentido estrito)*” e que, ademais, “*não basta que a conduta seja tipificada na legislação administrativa; é essencial, também, a especificação da penalidade correspondente ou, no mínimo, a indicação de parâmetros objetivos para a fixação da penalidade administrativa*”<sup>43</sup>.

Trazendo essas premissas elementares para o âmbito dos processos punitivos que se desenvolvem na ANEEL, nota-se a existência de descompasso entre o conteúdo dos princípios acima citados, que encontram seu fundamento último no artigo 5º, II, da Constituição Federal (“*Ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer algo senão em virtude de lei*”), e a realidade enfrentada pelos agentes do setor elétrico no que concerne aos processos punitivos.

Com efeito, as infrações e respectivas penalidades aplicadas pela Agência são baseadas unicamente na Resolução ANEEL nº 63/2004, cujo conteúdo, no entanto, não tem suporte na legislação em sentido estrito, isto é, aquela proveniente do Poder Legislativo. Há somente a atribuição de competência prevista no artigo 3º, X, da Lei nº 9.427/1996, que determina à ANEEL “*fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze*

---

<sup>43</sup> FERRAZ, Sérgio e DALLARI, Adilson Abreu. *Processo Administrativo*. 3. ed. SP: Malheiros Editores, 2012, p. 249-251.

*meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses”.*

Isto é, cotidianamente os agentes do setor elétrico brasileiro são condenados ao cumprimento de penalidades de advertência, multa e outras, em razão do cometimento de infrações cujo conteúdo não foi definido por lei, mas somente pela Resolução ANEEL nº 63/2004, o que, no entanto, é absolutamente discutível, visto que *“Não é possível uma lei sancionadora delegar, em sua totalidade, a função tipificatória à autoridade administrativa, pois isso equivaleria a uma insuportável deterioração da normatividade legal sancionadora, violentando-se a garantia da legalidade”*<sup>44</sup>.

Logo, conclui-se que essa situação estabelecida no âmbito da ANEEL é passível de questionamento no âmbito do Poder Judiciário. Nesse sentido, aliás, vale ressaltar que muito se discute judicialmente sobre o princípio da legalidade no âmbito de processos punitivos instaurados por parte de outros entes da Administração Pública brasileira também baseados em infrações capituladas em meras normas administrativa, sem que se tenha até o momento, contudo, uma palavra definitiva do Supremo Tribunal Federal sobre a matéria.

### **3.2. O conteúdo do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 e o princípio da tipicidade**

Deixada de lado a discussão sobre a discutível constitucionalidade acima tratada, e admitindo-se que pudesse ser válida a capitulação de infrações e respectivas penalidades por meio de normas administrativas, em especial da Resolução ANEEL nº 63/2004, ante a ordinariedade com que o assunto vem sendo conduzido no âmbito da ANEEL, cumpre analisar mais detidamente o artigo 6º, I, da referida norma.

Nesse sentido, nota-se desde logo que o dispositivo é absolutamente incompatível com o princípio da tipicidade, tal como delineado no item anterior. Isto porque, *“A configuração das infrações administrativas, para ser válida, há de ser feita de maneira suficientemente clara, para não deixar dúvida alguma sobre a identidade do comportamento reprovável, a fim de que, de um lado, o administrado possa estar perfeitamente ciente da conduta que terá de evitar ou que terá que praticar para livrar-se da incursão em penalizações e, de outro, para que a dita incursão, quando ocorrente, seja objetivamente reconhecível”*<sup>45</sup>.

E clareza e objetividade são tudo o que não existe no conteúdo do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004. Ora, caracterizar nessa infração administrativa o descumprimento de uma infinidade de normas regulamentares e contratuais aplicáveis, na medida em que não permite ao administrado distinguir, *“com nitidez, os campos do lícito e do ilícito”*<sup>46</sup>, significa atribuir ao aplicador da norma um grau de subjetividade simplesmente incontrolável, sendo, assim, absolutamente inconstitucional, por

<sup>44</sup> OSÓRIO, Fábio Medina. *Direito Administrativo Sancionador*. 4. ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2011, p. 230.

<sup>45</sup> BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. *Curso de Direito Administrativo*. 27ª edição. SP: Malheiros Editores, 2010, p. 852.

<sup>46</sup> GARCIA DE ENTERRIA, Eduardo e FERNANDÉZ, Tomás-Ramón. *Curso de Direito Administrativo*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1990, p. 895.

ser contrário aos preceitos norteadores do processo penal e do processo administrativo punitivo, os quais requerem certeza, estabilidade, segurança.

Neste contexto, vale ainda ressaltar que, justamente em razão da incidência do princípio da tipicidade, há rígido entendimento no sentido de que a utilização de normas incompletas – tal como é o caso do dispositivo regulamentar em discussão – tampouco é compatível com o processo administrativo punitivo, vez que “o tipo sancionador deve conter um grau mínimo de certeza e previsibilidade acerca da conduta reprovada”, não havendo espaço, assim, para uma “delegalização completa em matéria sancionadora, de modo que a lei possa abrir espaço para uma atuação administrativa inferior arbitrária, ilimitada e descontrolada, sem o necessário status para restringir liberdades individuais”<sup>47</sup>.

De toda sorte, mesmo para a corrente que entende admissível a utilização de normas incompletas no âmbito dos processos punitivos, é necessário tomar o cuidado de esclarecer que estas são compreendidas como “disposições incriminadoras cuja sanção é certa e precisa, permanecendo indeterminado o seu conteúdo”, o qual “é completado por um ato normativo, de origem legislativa ou administrativa, em geral de natureza extrapenal, que passa a integrá-lo”<sup>48</sup>. Isto é, normas penais incompletas, na verdade, são *leis* penais emanadas do Poder Legislativo e que podem ser complementadas por outras leis ou por atos administrativos, o que evidentemente não é o caso da Resolução ANEEL nº 63/2004.

Tudo isto para dizer, em primeiro lugar, que o artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, por seu conteúdo semântico extremamente vago, é incapaz de atender ao princípio da tipicidade em sua plenitude no âmbito do processo administrativo punitivo; e, em segundo, que, mesmo se fosse admitida a técnica da utilização das normas penais incompletas para fins punitivos, não se poderia defendê-lo no caso da Resolução ANEEL nº 63/2004, haja vista que somente leis em sentido estrito, isto é, proferidas pelo Poder Legislativo, podem assumir tal caráter, nunca atos administrativos normativos.

E como se não bastasse, o único resquício da redação do artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 que aponta no sentido de dar cumprimento ao princípio da tipicidade, vem sendo sistematicamente afastado pela ANEEL, com amparo de Procuradoria-Federal adjunta. Com efeito, vale transcrevê-lo novamente: “Art. 6º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo III: I – descumprir as disposições legais, regulamentares e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica”.

Ora, é de uma clareza solar que a infração nele descrita somente se caracteriza quando o dispositivo regulamentar ou contratual descumprido esteja relacionado diretamente às metas de “níveis” de “qualidade” dos serviços e do fornecimento de energia elétrica. Nesse tocante, frise-se que na própria página da ANEEL na Rede Mundial de Computadores<sup>49</sup> define-se o que se considera “qualidade do serviço e do produto” do fornecimento de energia elétrica, nos seguintes termos:

---

<sup>47</sup> OSÓRIO, Fábio Medina. *Direito Administrativo Sancionador*. 4. ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2011, p. 230.

<sup>48</sup> PRADO, Luiz Regis. *Curso de Direito Penal Brasileiro, Parte Geral*, São Paulo, RT, 1999, p. 93.

<sup>49</sup> Especificamente no seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=79>.

*As distribuidoras são avaliadas em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores.*

*A QUALIDADE DOS SERVIÇOS PRESTADOS COMPREENDE A AVALIAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.*

*Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC.*

*A QUALIDADE DO PRODUTO AVALIA A CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE E AS PERTURBAÇÕES NA FORMA DE ONDA DE TENSÃO. Destacam-se neste quesito os indicadores coletivos DRPe e DRCe, obtidos a partir da campanha de medição amostral instituída pela ANEEL.*

*O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Caso queira obter outras informações sobre o Módulo 8 do PRODIST, clique aqui. (Grifos não constam do original)*

Note-se que a própria definição da ANEEL corrobora que as irregularidades a que se referem o artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 dizem respeito a ofensas a “níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica”, estando, portanto, diretamente relacionadas ao descumprimento dos indicadores individuais ou coletivos estabelecidos, o que, no entanto, não vem sendo respeitado pela Agência, ao incluir na abrangência do dispositivo descumprimentos regulamentares e contratuais de toda natureza. Aí reside o perigo da interpretação da ANEEL, o qual não pode ser aceito, por todas as razões aqui demonstradas.

O exemplo já citado acima, relativo a “*punições por indeferimentos incorretos de pedidos de ressarcimento por danos elétricos*” pode novamente ser utilizado para ilustrar perfeitamente o raciocínio. Com efeito, tal conduta apontada como infratora teria maior similitude com as condutas descritas no artigo 4º, IV (“*deixar de atender pedido de serviços nos prazos e condições estabelecidos na legislação e/ou no contrato*”), ou no artigo 4º, inciso XV (“*deixar de utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam a prestação de serviço adequado*”), ambos do mesmo diploma normativo.

No entanto, a ANEEL adotou o equivocado entendimento de que a suposta infração deveria ser enquadrada no inciso I do artigo 6º da Resolução ANEEL nº 63/2004. Para tanto, respaldou-se em manifestação de sua Procuradoria-Federal, sob o seguinte argumento: “*a norma que imputa à concessionária o dever de ressarcir está nitidamente relacionada com a obrigação de prestar um serviço dentro do nível de qualidade adequado. (...) Assim, a imposição normativa de ressarcir o prejudicado dentro de um procedimento estabelecido (...) há de ser considerada como uma norma relativa ao nível de qualidade dos serviços de energia prestados*”, por isso devendo ser enquadrada no inciso I, do art. 6º, da Resolução ANEEL nº 63/2004.

Contudo, é absolutamente equivocada essa conclusão da Procuradoria-Federal da ANEEL, adotada pela sua Diretoria. Com efeito, não se sustenta a vinculação que a ANEEL faz entre a conduta supostamente ilícita apontada pela fiscalização e o dever de manutenção dos níveis de serviço adequado como um critério capaz de justificar seu enquadramento no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, em detrimento dos incisos IV ou XV, do artigo 4º, da mesma norma.

Isto porque, em última análise, as condutas descritas em tais dispositivos também estão intimamente ligadas à prestação do serviço adequado dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, sendo este, ao final, o bem jurídico tutelado em todos os casos.

Logo, cai em contradição a Procuradoria-Federal da ANEEL quando considera que o artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, pune a falha na prestação de serviço adequado, mas o artigo 4º, IV e XV, não. Em verdade, todos o fazem, e não se mostra de maior utilidade a tentativa de utilizar este critério como traço distintivo entre as possibilidades de enquadramento da conduta apontada como ilícita.

Em outras palavras, toda conduta ilícita das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que represente o descumprimento de normas regulamentares ou contratuais e implique em falha na prestação do serviço adequado será punida com base na Resolução ANEEL nº 63/2004, podendo ser enquadrada em vários dispositivos, a depender de suas especificidades. Se tal falha se relacionar ao descumprimento dos índices relativos à qualidade dos serviços, da forma como descrita pela ANEEL em seu sítio eletrônico, a conduta será enquadrada como infração definida no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004 e punida como tal.

#### **4. Conclusão**

Com base nos aspectos apresentados, conclui-se que o enquadramento das mais diversas e distintas irregularidades apuradas pela fiscalização na conduta genérica descrita no artigo 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63/2004, não se sustenta diante da análise sistemática dos preceitos jurídicos aplicáveis, o que impõe a necessidade de revisão do entendimento atualmente predominante no âmbito da ANEEL nesse sentido.

## SUPRIMENTO

O “apagão preventivo” (ou desligamento programado, como prefere o ONS) na tarde do dia 19 de janeiro afetou a população de muitos estados. Além disso, os agentes governamentais, por exemplo, o MME, ONS e ANEEL, deram explicações diferentes e, em alguns casos, aparentemente conflitantes, sobre o que havia ocorrido (ver, por exemplo, a figura ao lado, que mostra a tela do site especializado Canal Energia no dia 21).

Com o objetivo de contribuir para o melhor entendimento do que efetivamente ocorreu, reproduzimos a seguir a entrevista de Mario Veiga ao jornal Estado de São Paulo, publicada no dia 20. Uma versão mais detalhada das explicações pode ser encontrada em outra entrevista do Mario à rádio CBN (Carlos Alberto Sardenberg).

[http://psr-shared.s3.amazonaws.com/public/alvaro/F18E7967/mveiga\\_150120.mp3](http://psr-shared.s3.amazonaws.com/public/alvaro/F18E7967/mveiga_150120.mp3)

### O que aconteceu para ter havido corte de energia ontem?

A cada segundo, o total de energia que é produzida tem de ser igual ao total de energia consumida. Se você ligasse seu ar-condicionado agora, um gerador a centenas de quilômetros de distância ia se mexer para gerar mais energia. Como o gerador sabe que você ligou seu ar-condicionado? Imagina que você está andando de bicicleta e pedalando a 60 vezes por segundo, que é justamente a velocidade com que os geradores giram no Brasil. Se você começar a subir uma ladeira, passa a 59, porque é mais difícil subir. E se fosse descer, passaria para 61. No aparelhinho que mede a frequência do sistema elétrico, a lógica é: se a frequência ficar abaixo de 60, bota mais energia. Se ficar acima, diminui a energia. Só que isso é feito em frações de segundos, automaticamente. Logo, preciso ter uma geração extra de 5% da carga já pronta para atuar em frações de segundo. Essa geração é conhecida como reserva girante.

Para o blecaute de ontem, também contribuíram falhas em ajustes nos sistemas de proteção de algumas unidades geradoras, segundo reportado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em 20 de janeiro de 2015 (data posterior à entrevista). Em uma explicação simplificada, as unidades geradoras contam com diversos dispositivos que garantem que a operação dos geradores seja interrompida caso as condições de operação a que elas se submetem antes da interrupção sejam tais que possam causar danos físicos aos equipamentos.

Estes dispositivos são parte do sistema de proteção, assim chamado porque protege os equipamentos (e também a integridade física de pessoas que trabalham em locais próximos aos equipamentos de geração) de danos físicos. Quando o sistema de proteção interrompe a operação de uma unidade, naturalmente o balanço entre a potência gerada e demandada no sistema é afetado, e com a queda dos níveis de geração, a frequência pode cair mais rapidamente e a níveis inferiores.

Algumas das proteções que atuaram (ou seja, que desconectaram geradores do submercado Sudeste que estavam gerando) na segunda-feira são descritas a seguir:



- Proteção de potência reversa da hidrelétrica Ney Braga. Como geradores são construídos para injetar potência na rede elétrica, eles podem sofrer danos se, ao invés de potência fluir do gerador para a rede, o sentido do fluxo se reverter – ou seja, se o gerador absorver potência ao invés de injetá-la. Para evitar os danos causados devido a essa reversão, os geradores contam com a proteção de potência reversa. Ocorre, no entanto, que não se tem muitas informações no momento sobre a atuação desta proteção da hidrelétrica de Ney Braga. O MME só informou, por hora, que a atuação foi indevida – sugerindo que ocorreu quando não deveria ter ocorrido. Há que se verificar quais as causas desta atuação e corrigi-las, de forma a se evitar novas atuações indevidas no futuro. Presumivelmente, isto já está sendo feito pelas entidades competentes.
- Também houve atuações de proteções de subfrequência de alguns geradores do sistema. Os geradores podem sofrer danos se operam por períodos prolongados a frequências abaixo de 60 Hz e, por isso, a proteção de subfrequência interrompe sua operação caso sejam verificadas tais situações. Ocorre, no entanto, que os geradores não podem ser desconectados imediatamente para qualquer queda de frequência e qualquer duração das condições de operação em frequências inferiores a 60 Hz. Isto se deve ao fato de que o aumento da produção dos geradores é a principal variável de controle utilizada para aumentar a frequência até níveis satisfatórios – sendo o corte de carga uma medida emergencial quando isso não é possível. Se os geradores se desconectassem para qualquer queda de frequência com qualquer duração, eles naturalmente não poderiam contribuir o controle da frequência do sistema, para que tal frequência retomasse às condições normais. A necessidade de coordenar apropriadamente a proteção dos geradores com a sua contribuição para o controle de frequência faz com que o ajuste das proteções de subfrequência seja um assunto tecnicamente complexo, do qual obviamente não trataremos aqui. No entanto, é relevante perceber que o MME reportou que a atuação de pelo menos algumas das proteções de subfrequência foi indevida ou resultante de ajustes indevidos – e isto sim é importante para a nossa discussão.

É importante frisar que atuações indevidas de sistemas de proteção são fenômenos técnicos que podem, sim, ocorrer independentemente do cuidado dos responsáveis por sua operação e manutenção. Fenômenos externos, como interferência eletromagnética, podem causar o disparo dos sistemas de proteção (ao menos daqueles que são “controlados” por sistemas eletrônicos). No entanto, atuações indevidas podem também ser causadas por falhas humanas ou por procedimentos de operação e manutenção indevidos. Já ajustes indevidos de sistemas de proteção são quase inevitavelmente causados por fatores humanos, pois, são as pessoas que executam os processos técnicos que levam a estes ajustes.

Considerando isto, evitar que tais falhas ocorram no futuro requer não apenas que se retire deste episódio lições técnicas, mas também lições relacionadas a fatores organizacionais e regulatórios. Por exemplo, é necessário avaliar se há atualmente incentivos suficientes para que agentes de geração conduzam a operação e manutenção de suas instalações (incluindo os ajustes de sistemas de proteção) de forma adequada e compatível com as necessidades do sistema. Responder a esta pergunta requer avaliações de aspectos muito diversos da regulação e dos Procedimentos de Rede, que incluem incentivos para disponibilidade de geradores e remuneração pela prestação de serviços ancilares, de acordo com a primeira recomendação da PSR feita acima.

Tendo feito esta exposição, cabe a pergunta: o sistema poderia ou ter “sobrevivido” à perda de geração devido à atuação indevida do sistema de proteção (note que o MME não afirmou que todas as proteções que atuaram o fizeram indevidamente, mas somente uma parte dela), se os níveis de reserva adequados estivessem sendo mantidos? Esta é uma questão ainda a ser respondida através de análises técnicas mais aprofundadas. O ONS reportou que o montante de geração total cuja operação foi interrompida somou 2200 MW. É relevante avaliar se os montantes de potência perdida nos submercados Sul e Sudeste (como resultado das restrições operativas na interligação Norte-Sul e da atuação da proteção de forma supostamente indevida) realmente levariam à necessidade de corte de carga *se estivéssemos operando com níveis adequados de reservas*. Ressaltamos que esta avaliação requer mais do que uma simples avaliação aritmética, pois fenômenos como a taxa de variação da frequência também podem levar à atuação (correta) da proteção de geradores e a desequilíbrios de carga e geração que podem causar uma sequência de eventos que leve a um blecaute (ou a interrupções preventivas da carga).

Assim sendo, a segunda recomendação da PSR busca responder à seguinte pergunta: seria possível ter evitado o blecaute se níveis adequados de reserva operativa estivessem sendo mantidos, mesmo sob a ocorrência de atuação indevida das proteções e sob os problemas na interligação Norte-Sul?

Uma recomendação final seria a elaboração de um plano para o caso de ocorrer novos eventos do mesmo tipo, com o objetivo de minimizar o impacto econômico e o desconforto dos consumidores. No futuro isto poderia evoluir para uma estratégia de gerenciamento voluntário da demanda dos consumidores de maior porte, tal como ocorre em outros países, onde é oferecida a esses consumidores uma redução de tarifa, e em troca eles aceitam ter o seu fornecimento interrompido em caso de necessidade sistêmica.

#### **Não havia reserva ontem?**

Se o consumo foi de 86 mil MW, eu precisaria de 4.300 MW (5%) a mais. Isso dá 90 mil. A grande fonte que temos é hidrelétrica, que nominalmente já são 90 mil MW. Mas como as hidrelétricas estão no pior nível de armazenamento da história, a capacidade hoje é 70 mil. Temos então as termoeletricas, de 18 mil, e a as renováveis, de 5 mil MW, porque nesta época os ventos não sopram e a safra da cana acabou. Somando, dá 93 mil. Isso, na hipótese completamente otimista de que eu não tenho nenhuma restrição de transmissão, nem nos sistemas operativos, e sabemos que o sistema está com muitos problemas operativos. Todos os técnicos do setor sabiam que ia dar problema de reserva este ano entre janeiro e março, porque já ocorreu no ano passado, em fevereiro. E não é surpreendente que tenhamos demanda alta por energia, pois há vários anos sabemos que a demanda máxima do sistema não é mais à noite, e sim às três da tarde, por causa do ar-condicionado.

#### **Por que fazer um apagão?**

Imagina que eu não tenha reserva nenhuma. A demanda é 86 mil MW e a geração, exatamente 86 mil. Agora imagina que quebrou um gerador de 1 mil MW. Então a geração ficou 85 mil e a demanda continuou 86 mil. Nesse caso, a frequência cai e aquele aparelhinho que mede a frequência vai ver que não tem mais geração para colocar no lugar. Só que os equipamentos não podem funcionar com 59 de frequência. Quebram. Danificam. Então, outros equipamentos da geração caem, e vamos a 83 mil. A frequência abaixa mais ainda. Tiro mais geradores. Aí tenho um colapso total do sistema. Como se fosse um blecaute do País inteiro. Então o ONS fez certo, é melhor ter um blecaute preventivo do que ter um colapso do País inteiro. Agora, é normal ter chegado nesta situação? Não. Nós chegamos a esta

situação porque o nível dos reservatórios está extremamente baixo, porque o governo decidiu, no ano passado, não fazer qualquer campanha de racionalização, para reduzir o consumo e chegar com os reservatórios neste ano em níveis mais altos. A situação é absolutamente análoga ao problema de água em São Paulo, na medida em que você decide não tomar medidas de contenção do consumo.

#### **Significa que teremos outros cortes como os de ontem?**

Isso já estava absolutamente previsto. Janeiro, fevereiro e março, toda vez que for quente teríamos risco de blecautes.

#### **Mas tivemos dias bem quentes no ano sem cortes...**

Você tem 10% de probabilidade de um avião cair. Na primeira vez que você toma um avião, não cai, a segunda, não cai, mas todo o dia você está jogando o dado. Basta num dia você ter um gerador que não funciona ou um problema de transmissão. Como estamos no limite da navalha e sem reserva, os cortes acabam acontecendo. Mas, a partir do segundo semestre, o risco passa a ser de racionamento, já que os reservatórios estão muito baixos e a aposta do governo de que a hidrologia ia ser boa não está acontecendo. Janeiro já registra a pior vazão da história. E, por isso, existe uma probabilidade cada vez mais alta que a partir do segundo semestre tenhamos racionamento. É importante separar blecaute - interrupção de algumas horas e de repente - de racionamento.

#### **Esse blecaute de ontem não é racionamento, então?**

O que tivemos ontem foi um blecaute organizado. Isso significa que estamos com problema de abastecimento quando há um consumo máximo de energia. Quando começarem os meses mais frios, desaparece esse problema. Em compensação, vai começar o problema de risco de falta de energia. No momento, é falta de capacidade de atender o consumo máximo. Esse problema está associado ao fato de os reservatórios estarem baixos e a demanda estar alta. Esta época do ano é de cheias, onde reservatórios enchem. Na segunda metade do ano, como é mais frio, o consumo máximo diminui, mas é quando os reservatórios começam a esvaziar. Nós começamos o ano com reservatórios muito baixos, o pior nível da história, porque o governo em 2014 decidiu apostar que ia chover. E talvez cheguemos em maio sem que os reservatórios tenham enchido. Imagina a Cantareira começando o período seco com os reservatórios lá embaixo e sem reserva nenhuma? E não se pode culpar São Pedro, como não se pode culpar o consumidor. O governo é que decidiu não fazer a caderneta de poupança.

#### **Há algo que se possa fazer?**

No curtíssimo prazo, não, à exceção de um apelo para racionalização de consumo. Da mesma maneira que na parte do Tesouro você passou a ter realismo fiscal e recentemente o diretor geral da Aneel, Romeu Rufino, disse que vamos ter realismo tarifário, com aumento de 30 e poucos por cento na tarifa, eu acho que falta complementar com "realismo de suprimento".

#### **Não seria recomendável fazer agora racionamento?**

Isso só deve ser decidido após o período chuvoso, que é início de maio. Porque sempre é possível que chova. Mas é claro que o governo federal já devia estar fazendo apelo à população para racionalização, até porque muita gente não sabe que vai ter aumentos muito expressivos na conta de luz neste ano. Seria um ganha-ganha. Porque o que é bom para o bolso, é bom para o suprimento de energia. Já o

acionamento é impositivo. Só se toma essa decisão se o efeito dos apelos de racionalização não funcionar e, mesmo assim, só depois do período chuvoso.

**Seria um racionamento nos mesmos moldes do que aconteceu em 2001?**

Sim, só que muito mais suave.

**GLOSSÁRIO****A-3 / A-5**

Ver “LEN A-3/A-5”

**ANA – Agência nacional de águas**

Agência que regula o uso da água de rios e lagos sob a responsabilidade do poder federal.

**ACL – Ambiente de contratação livre**

Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

**ACR – Ambiente de contratação regulado**

Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

**ANEEL – Agência nacional de energia elétrica**

Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

**ANP – Agência nacional do petróleo**

Órgão regulador do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

**CAR – Curva de aversão a risco**

Consiste em uma modificação no critério de planejamento da operação que “força” um nível mínimo para os reservatórios das usinas hidrelétricas, de modo a minimizar o risco de racionamento.

**CCC – Conta de consumo de combustíveis**

Encargo do setor elétrico brasileiro que subsidia o custo de geração em sistemas isolados, que têm elevada participação de usinas a óleo combustível.

**CCEE – Câmara de comercialização de energia elétrica**

Entidade privada subordinada à ANEEL, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

**CCEAR – Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado**

É o contrato que é assinado entre as distribuidoras e os geradores vencedores dos leilões de energia.

**CDE – Conta de desenvolvimento energético**

Encargo do setor elétrico brasileiro com o objetivo de financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia, subvenções a consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias.

**CEPEL – Centro de pesquisas em energia elétrica**

Centro de pesquisas controlado pela Eletrobras, responsável pelos softwares de simulação e despacho utilizados no setor elétrico – tais como NEWAVE e DECOMP.

**CER – Contrato de energia de reserva**

É o contrato assinado pelos geradores vencedores de um leilão de energia de reserva. A CCEE é responsável por gerir o recurso da conta de energia de reserva e remunerar o gerador pela energia produzida.

**CFURH – Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos**

Encargo que incorre sobre a geração de usinas hidrelétricas, referente à exploração do potencial hidráulico. É destinado em sua maioria aos governos estaduais e municipais, com parcelas menores repassadas ao MME e à ANA.

**CMO – Custo marginal de operação**

Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

**CMSE – Comitê de monitoramento do setor elétrico**

Grupo composto pelos dirigentes de entidades setoriais, com o objetivo de monitorar a segurança de suprimento do sistema e informar o governo de potenciais problemas identificados.

**CNPE – Conselho nacional de política energética**

Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

**CPAMP – Comissão permanente de análises de metodologias e programas computacionais no setor elétrico**

Comissão com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE – tais como NEWAVE e DECOMP.

**CVU – Custo Variável Unitário**

É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

**DECOMP**

Modelo de otimização utilizado na simulação de curto prazo do sistema elétrico brasileiro, que retorna o plano de operação e o PLD da semana seguinte.

**EPE – Empresa de pesquisa energética**

Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

**ESS – Encargos de serviços do sistema**

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera custos de manutenção da confiabilidade do sistema que não são contemplados no PLD – como o despacho fora da ordem de mérito e os serviços ancilares.

**GF – Garantia física**

A garantia física de uma usina, calculada por modelos computacionais, representa a contribuição da usina para a segurança de suprimento do sistema, e é igual à máxima energia que ela pode vender em contratos.

**IBAMA – Instituto brasileiro do meio ambiente**

Órgão federal responsável pelo monitoramento e controle ambiental. Atua nos processos de licenciamento ambiental de grandes projetos de infraestrutura.

**ICB – Índice custo-benefício**

Parâmetro para comparação de projetos nos leilões de energia, que leva em conta a expectativa de geração da usina.

**IGP-M – Índice geral de preços de mercado**

Índice de inflação no Brasil que captura tanto variações de preços no atacado quanto ao consumidor final.

**IPCA – Índice nacional de preços ao consumidor amplo**

Índice de inflação no Brasil que captura variações de preços ao consumidor final.

**LEE – Leilão de energia existente**

Leilão para renovação do montante contratado pelas distribuidoras, no qual participam usinas já em funcionamento.

**LEN A-3/A-5 – Leilão de energia nova “A menos 3”/“A menos 5”**

Leilões para contratação de energia nova pelas distribuidoras, para atender o crescimento da demanda. Leilões A-3 são para entrega três anos após a realização do leilão, e A-5 para entrega cinco anos depois.

**LER – Leilão de energia de Reserva**

Leilões organizados pelo governo para contratar energia “extra” de modo a garantir a segurança de suprimento do sistema.

**LI – Licença ambiental de instalação**

A LI corresponde à segunda das três etapas do licenciamento ambiental no Brasil, e é necessária para que os trabalhos de construção e operação do empreendimento se iniciem.

**LO – Licença ambiental de operação**

A LO corresponde à terceira e última etapa do licenciamento ambiental no Brasil, e deve ser obtida antes do início da operação do empreendimento.

**LP – Licença ambiental prévia**

A LP corresponde à primeira das três etapas do licenciamento ambiental no Brasil, e é exigida para que projetos de geração possam participar de leilões de energia nova.

**MCSD – Mecanismo de compensação de sobras e déficits**

Este mecanismo permite uma troca de contratos entre as distribuidoras: distribuidoras com sobra contratual podem ceder seus contratos para outras deficitárias, beneficiando ambas.

**MMA – Ministério do meio ambiente**

É o responsável pela formulação e implementação de políticas nacionais de meio ambiente, envolvendo uso dos recursos hídricos, preservação dos ecossistemas e integração de meio ambiente e produção.

**MME – Ministério de minas e energia**

É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

**MRA – Mecanismo de redução da energia assegurada**

Mecanismo que penaliza as usinas participantes do MRE caso apresentem indisponibilidades maiores que o esperado.

**MRE – Mecanismo de realocação de energia**

Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

**NEWAVE**

Modelo de otimização utilizado na simulação de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, com horizonte de cinco anos. Seus resultados são utilizados como entrada para o DECOMP.

**ONS – Operador nacional do sistema**

Entidade privada subordinada à ANEEL, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

**P&D – Pesquisa e desenvolvimento**

Refere-se a um encargo pago por agentes do setor elétrico (geradores, distribuidoras, e empresas de transmissão) para investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

**PCH – Pequena central hidrelétrica**

É definida como PCH qualquer unidade geradora hidrelétrica com potência inferior a 50 MW, que são tratadas diferentemente das hidrelétricas tradicionais em alguns aspectos.

**PDE – Plano decenal de expansão**

Documento publicado anualmente pela EPE que descreve o seu planejamento de longo prazo para o sistema elétrico, com horizonte de dez anos.

**PIS/COFINS**

São dois dos principais impostos federais brasileiros, incidentes sobre a receita bruta das empresas e destinados à seguridade social.

**PLD – Preço de liquidação das diferenças**

É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “pisso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul, e Sudeste-Centro-Oeste).

**PMO – Programa mensal da operação**

Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

**PROINFA – Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica**

Programa implementado em 2004 para subsidiar projetos de fonte eólica, biomassa e PCHs e ampliar sua participação na matriz energética brasileira. Também se refere ao encargo criado para financiar o programa.

**RAP – Receita anual permitida**

Valor que remunera as instalações do sistema de transmissão, determinado pelo lance vencedor do leilão de transmissão.

**REN – Resolução Normativa**

Resolução normativa publicada pela ANEEL.

**RGR – Reserva global de reversão**

Encargo do setor elétrico brasileiro destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim dos contratos de concessão, também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico.

**SIN – Sistema Interligado Nacional**

É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

**SDDP**

Modelo de otimização desenvolvido pela PSR para simulação de sistemas hidrotérmicos.

**TEIF – Taxa equivalente de indisponibilidade forçada**

Indica a taxa de indisponibilidade média de uma usina devido a falhas em equipamentos, representada como uma porcentagem do número de horas de operação.

**TEIP – Taxa equivalente de indisponibilidade programada**

Indica a taxa de indisponibilidade média de uma usina devido a manutenções preventivas, representada como uma porcentagem do número total de horas no período.

**TEO – Tarifa de energia de otimização**

Valor calculado anualmente pelo ONS com base nos custos de operação e manutenção de usinas hidrelétricas, utilizado para remunerar as transferências de energia no MRE.

**TFSEE – Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica**

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera as despesas operativas e operacionais da ANEEL.

**TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição**

Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

**TUST – Tarifa de uso do sistema de transmissão**

Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

**UNSI – Usinas não simuladas individualmente**

Usinas que são representadas de forma simplificada em simulações de mercado do NEWAVE, SDDP e DECOMP. Em geral, são pequenas centrais eólicas, a biomassa, ou PCHs.

**UHE – Usina Hidrelétrica****UTE – Usina Termelétrica****VR – Valor de referência**

Valor que representa o preço da energia nova contratada para entrega no ano vigente, calculado com base na energia vendida nos leilões A-5 de cinco anos antes e A-3 de três anos antes.

## **SOBRE O ENERGY REPORT PSR**

O Energy Report é um boletim mensal desenvolvido pela PSR com o principal objetivo de analisar temas relevantes do setor de energia elétrica no Brasil. Ele é publicado eletronicamente há sete anos, em português e inglês, e segue a seguinte estrutura padronizada:

**Opinião** – esta seção coloca em destaque um tema atual e relevante do setor elétrico, selecionado pela PSR para um estudo mais profundo e discussão. Uma lista de assuntos trabalhados em edições recentes está disponível abaixo.

**Regulatório** - é feito um levantamento e análise da atividade recente do poder público sobre o setor elétrico. As decisões tomadas e documentos publicados são interpretados pela PSR, e seu impacto sobre o setor é avaliado.

**Jurídico** – seção sob a responsabilidade de nossos parceiros da Advocacia Waltenberg, trata de temas jurídicos do setor elétrico sob um prisma ligeiramente diferente da PSR.

**Ambiental** – trata especificamente de temas ambientais ligados ao setor elétrico, com ênfase no acompanhamento dos processos de licenciamento.

**Suprimento** – apresenta um panorama do sistema elétrico para os próximos anos, com apresentação de balanços de oferta e demanda, balanços de ponta, e vazões projetadas. Temas que representam riscos à segurança de suprimento são discutidos.

### **Assinatura e acesso**

A assinatura anual do Energy Report compreende 12 (doze) edições eletrônicas mensais e pode ser feita através do telefone (21) 3906 2100, ou do email: [energyreport@psr-inc.com](mailto:energyreport@psr-inc.com);

O acesso a nossas edições é restrito e o assinante deve cadastrar-se no Portal de Serviços da PSR. Sempre que uma nova edição é publicada, os leitores registrados receberão uma notificação por email e, acessando o Portal da PSR, poderão fazer download dos arquivos. As edições anteriores estarão permanentemente disponíveis no Portal de Serviços da PSR.

### **Temas analisados em edições anteriores**

Edição 95 - Novembro 2014: Como será o amanhã: projeções de PLD, GSF, ESS ETC. para 2015

Edição 94 - Outubro 2014: Vale a pena termos uma representação horária da operação?

Edição 93 - Setembro 2014: Mexer no preço: se correr o bicho pega, se ficar o bicho come

Edição 92 - Agosto 2014: Contratos de Santo Antônio: crise real ou de papel?

Edição 91 - Julho 2014: As águas vão (en)rolar?

Edição 90 - Junho 2014: O que é mais difícil: prever vazões ou “aquele” jogo do Brasil?

Edição 89 - Maio 2014: Noel Rosa e a conta do setor elétrico em 2014 e 2015

Edição Especial ENASE - Maio 2014: O setor em seu labirinto

Edição 88 - Abril 2014: Setor Elétrico pós-verão: a odisseia continua?