

**Energia** Vence em junho prazo para pagamento de outorga de 11 projetos

# Futuro de “hidrelétricas de papel” ainda é incerto

André Borges e Daniel Rittner  
De Brasília

O futuro de 11 usinas hidrelétricas — projetos que ficaram no limbo entre o velho e o novo marco regulatório do setor, em vigência desde 2004 — chegou a um momento decisivo. Todas essas usinas estão há dez anos ou mais tentando sair do papel, gerando prejuízos milionários às empresas que arremataram suas concessões. O atraso se deve essencialmente ao fato de que as hidrelétricas foram licitadas pelo governo sem licença prévia, que atesta a viabilidade ambiental das obras, pois até 2004 o modelo de concessão dispensava a obtenção do documento antes do leilão para a iniciativa privada.

Esse conjunto de usinas soma 2.117 megawatts (MW) de potência, o equivalente a quase 2% do atual parque gerador brasileiro. Com os seguidos fracassos na tentativa de licenciar suas hidrelétricas, os empreendedores perderam praticamente um terço do período de 35 anos de concessão sem terem montado uma única turbina até hoje. “Já gastamos R\$ 20 milhões em estudos e inventários”, diz Evandro Vasconcelos, diretor de energia da Light, que desde 2001 busca viabilizar a construção da usina Itaocara, no rio Paraíba do Sul, com 145 MW de capacidade. O dinheiro foi gasto em consultorias e análises geológicas, por exemplo. “Tivemos que jogar no lixo o projeto básico de uma hidrelétrica inteira. A burocracia brasileira e as chicanas do licenciamento ambiental podem ter tornado o empreendimento inviável”, diz.

A Brookfield Energia Renovável, que detém a concessão da usina de Baú I, no rio Doce (MG), desistiu oficialmente do projeto, com 110 MW de potência. A empresa pediu a extinção da concessão à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), argumentando que a demora na emissão de licença ambiental, uma ação judicial do Ministério Público e a aprovação de leis municipais contra alterações na paisagem natural do rio tornavam a hidrelétrica inviável. A Aneel concordou e recomendou ao Ministério de Minas e Energia revogar a concessão da usina, sem custos nem ressarcimento à empresa.

A situação, já bastante desconfortável para essas empresas, pode ficar ainda pior. Isso porque vence, no dia 15 junho, o prazo para que os empreendedores que ganharam os leilões dessas usinas iniciem o pagamento de suas outorgas. O imbróglio remonta a uma



Luiz Fernando Vianna: “Era uma deficiência do modelo anterior licitar as usinas sem licença prévia e pelo maior valor de outorga”

decisão tomada pelo governo cinco anos atrás. Como esses projetos não saíam do papel, a União decidiu sancionar uma lei (11.488/2007) que vinculou o início do pagamento das concessões ao momento em que as usinas entrassem efetivamente em operação comercial. A lei, porém, tinha prazo de cinco anos e agora está prestes a expirar.

“Sabemos que os empreendedores estão preocupados com isso porque, legalmente, todo mundo tem de começar a pagar a taxa de UBP (uso do bem público) daqui a dois meses”, diz Hélio Neves Guerra, superintendente de concessões e autorizações de geração da Aneel. “Se nada mudar, não resta outra saída a quem venceu as concessões.”

Antes de 2004, ganhava o leilão de uma hidrelétrica quem oferecesse o maior ágio sobre o valor mínimo de outorga estipulado pelo governo, ou seja, quem pagasse mais pela taxa de UBP. Depois, conforme modelo desenhado pela então ministra Dilma Rousseff, o critério passou a ser a menor tarifa proposta na disputa. “Era uma deficiência do modelo anterior licitar as usinas sem licença prévia e pelo maior valor de outorga”, observa o presidente da Associação Brasilei-

ra dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), Luiz Fernando Vianna. “Nesse sentido, o modelo atual representou um aprimoramento do que havia.”

Os valores das outorgas não são nada modestos. Tome-se como exemplo a situação da hidrelétrica de Santa Isabel, projetada para ser erguida no rio Araguaia, na divisa do Tocantins com o Pará. Quando foi licitada, teve ágio de cerca de 1.700% sobre o valor de referência. Agora, a dívida anual da concessionária é de aproximadamente R\$ 63 milhões, valor que é fracionado em pagamentos mensais.

A urgência da situação tem feito com que os empresários envolvidos com as concessões procurem a Aneel e o Ministério de Minas e Energia em busca de uma solução. O tema também passa pelo Tesouro Nacional. Nos bastidores, há o entendimento de que o governo voltará a prorrogar a cobrança pelas concessões, já que essas usinas até hoje só existem no papel. Procurado pelo Valor, o ministério não se pronunciou.

A provável prorrogação do prazo para cobrança das outorgas ainda não resolve todo o problema. Falta dar um jeito no período de exploração das concessões. Quando esses projetos foram a leilão, os

empreendedores assinaram um contrato que previa 35 anos de exploração das usinas. Como dez anos desse prazo já se passaram, a viabilidade econômica dessas hidrelétricas gera questionamentos.

Na semana passada, a Aneel surgiu com uma luz no fim do túnel. Após analisar o pedido apresentado pelo consórcio Gesai — formado pelas empresas Alcoa, BHP Billiton, Camargo Corrêa, Vale e Votorantim Cimentos —, responsável pelo projeto de Santa Isabel, a agência recomendou a prorrogação do prazo de concessão da usina por 34 anos, período que só passaria a ser contado a partir da emissão de licença prévia do empreendimento. A decisão final, contudo, cabe ao ministério.

O caso inédito de Santa Isabel abriu um precedente para que os demais projetos que vivem essa situação persigam o mesmo caminho na Aneel. Mas isso ainda não garante que esses projetos deixem de ser “micos”. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) conta com a entrada em operação, nos próximos nove anos, de apenas cinco das 11 usinas — as hidrelétricas de Cachoeirinha, Couto Magalhães e São João, em 2018; e Baú I e Pai Querê, em 2020. Os demais projetos não têm previsão.

## Gerdau, Arcadis e Light acreditam que podem tirar projetos da gaveta

De Brasília

Apesar de todas as dificuldades, parte dos empreendedores que assumiram as 11 hidrelétricas ainda acredita na possibilidade de os projetos se tornarem realidade. A Gerdau, dona das concessões de duas usinas do rio Chopim, entre as cidades de Honório Serpa e Clevelândia, no Paraná, alimenta a expectativa de iniciar obras ainda neste ano. Na hidrelétrica de São João, com 60 MW de potência, o projeto básico para atender às exigências da licença prévia já está em andamento e a empresa espera obter a licença de instalação, que autoriza as obras, até junho. A situação é mesma para a usina Cachoeirinha, de 45 MW.

Procurada pelo Valor, a Gerdau informou que está avaliando se solicitará uma prorrogação do prazo de concessão e que a construção do complexo deverá ser concluída em cerca de 30 meses, após o início das obras. O investimento nas duas usinas é estimado em mais de R\$ 450 milhões.

Perguntada sobre o início do pagamento da outorga dessas usinas a partir de 15 de junho, como prevê a lei atual, a empresa informou que “seria mais coerente que a cobrança da UBP [taxa de uso do bem público] fosse prorrogada para após o efetivo início de operações das usinas”.

A expectativa também é grande na companhia Arcadis Logos, que está à frente da usina de Murta, projeto de 120 MW previsto para o rio Jequitinhonha, na cidade mineira de Coronel Murta. Quando venceu o leilão, em 2002, a empresa passou quatro anos trabalhando em estudos, até ser informada que o impacto ambiental da usina inviabilizava totalmente o projeto.

Para não perder a concessão, a Arcadis reestudou a usina e chegou à conclusão que a construção de duas barragens, em vez de uma, reduziria muito o impacto ambiental e manteria uma capacidade de energia próxima àquela inicialmente projetada, diz Carlos Augusto Blois, diretor de integração e apoio. “Fizemos um deslocamento do local original, com duas barragens, uma de 85 MW e outra de 30 MW. Agora o projeto dá sinais de que para em pé.”

O novo projeto já foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e agora depende do licenciamento ambiental, que neste caso será dado pela Secretaria de Meio Ambiente de Minas Gerais. Murta tem previsão de investimento de R\$ 520 milhões, somadas as duas barragens.

O projeto de Murta, segundo Blois, já consumiu R\$ 10 milhões

da companhia em sua etapa de estudos. “Vamos formalizar nos próximos dias nosso pedido para reposição do prazo da concessão e também pediremos o adiamento da cobrança da UBP. É uma questão de bom senso. Se não usei um bem público, não posso pagar por ele. Ainda acreditamos no projeto e queremos que ele vá para frente.”

O diretor de energia da Light, Evandro Vasconcelos, endossa o raciocínio. “Essas usinas pagaram o preço do ineditismo e da transição dos modelos. Se o próprio Estado, por meio de seu órgão licenciador, diz que o empreendimento é inviável, é justo pagarmos penalidade?”, questiona.

Após o fracasso em suas tentativas de licenciar a hidrelétrica de Itaocara, no rio Paraíba do Sul (RJ), a Light também resolveu dividir a usina em duas barragens. A empresa manteve a concessão da primeira usina, que preserva o potencial de geração anterior, e colocou a parte remanescente — Itaocara II — terá capacidade de 50 MW — à disposição de interessados em fazer novos estudos de viabilidade. Em ambas as hidrelétricas, a área total de alagamento do reservatório diminuiu de 88 para 60 quilômetros quadrados. O investimento previsto aumentou mais de 30% e chegará a R\$ 780 milhões. Com isso, a empresa obteve licença ambiental prévia, no dia 28 de dezembro.

O objetivo da Light é conseguir a licença de instalação até junho, podendo iniciar as obras ainda durante a “janela hidroológica”, quando o período de estiagem facilita a construção. Mas isso não basta. Vasconcelos pede a extensão da concessão, com novo prazo de 34 ou 35 anos, como ocorreu com Santa Isabel. Também pleiteia o adiamento da cobrança da UBP para quando começar a operação comercial. Pelo contrato de concessão, a Light deverá desembolsar R\$ 130 milhões (em valores atualizados) na outorga de Itaocara, em parcelas anuais que podem ser cobradas a partir de junho. “Essa usina era uma paciente na UTI”, diz Vasconcelos. “Depois de muito tempo, conseguimos levá-la para o quarto, mas ela ainda está no hospital e requer cuidados.”

Para o presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (Apine), Luiz Fernando Vianna, as hidrelétricas que saírem do papel podem acabar sendo vendidas a grandes indústrias que geram a própria energia consumida. “A grande vocação dessas usinas é a autoprodução”, diz Vianna. Foi justamente o que ocorreu com as usinas São João e Cachoeirinha, cuja concessão a Gerdau comprou da Enterpa Engenharia, em 2008. (DR e AB)

## Mercado livre vai ganhar novo índice nesta semana

De Brasília

O mercado livre de energia, que atende a grandes consumidores de eletricidade, ganhará um novo indicador a partir desta semana. O Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), responsável pela negociação de 487 megawatts médios em seu primeiro mês de funcionamento, lançará um índice específico que reflete os preços usados em contratos de curto prazo — o chamado mercado “spot” — nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

A Brix, bolsa de energia elétrica que tem o empresário Eike Batista como um dos sócios, também possui um índice semelhante. O BBCE, que estreou no início de março, é um portal eletrônico para a compra e venda de eletricidade. Com 13 fundadoras, entre as quais comercializadoras de energia que detêm 12,5% do mercado, esperava servir como plataforma para a realização de contratos de 180 MW a 200 MW no primeiro mês de operações. Acabou conseguindo mais do que o dobro. “Estamos satisfeitos com o desempenho da plataforma e com o volume de contratos”, afirma o presiden-

te do Balcão de Comercialização de Energia, Flávio Cotellessa, que estima atingir 1.500 MW médios em meados do ano.

Até agora, 50% dos contratos são de curto prazo e outros 25% são de médio prazo (entrega de energia em até 12 meses). O restante dos negócios se refere a contratos formalizados no ambiente do balcão, mas cotados fora dele. Para o executivo, esse volume já permite compor o índice, que vai ser composto do preço de referência no mercado “spot” — o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) — mais o ágio médio cobrado pelos agentes do mercado. “Um índice crítico tem que ser bem calculado, ter volume representativo e boa quantidade de negócios realizados”, observa.

De acordo com Cotellessa, isso pode ser o início da transformação do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia em uma bolsa de energia, algo que ainda não existe hoje. “O índice vai se tornar uma referência de preços”, diz o executivo. “É o começo da transformação em bolsa, o que pode gerar, no futuro, derivativos e contratos financeiros em torno do produto energia elétrica.” (DR)

### Os “micos” do setor elétrico

As 11 usinas que não conseguem sair do papel

Usina	Potência	Onde	Município	Assinatura da concessão	O que diz a Aneel
Baú I	110 MW	Rio Doce	Santa Cruz do Escalvado e Rio Doce (MG)	Novembro de 2001	Agente solicitou devolução da concessão devido aos problemas para obtenção das licenças ambientais. Solicitação está em análise no Ministério de Minas e Energia
Cachoeirinha	45 MW	Rio Chopim	Honório Serpa e Clevelândia (PR)	Abril de 2002	As licenças prévias foram emitidas em 12/03/2010 e retificação que prorrogou a validade para até 12/03/2012. O agente espera obter a licença de instalação do empreendimento no 2º semestre de 2012. Estão em andamento: projetos básicos socioambientais para atender as exigências da licença prévia
Couto Magalhães	150 MW	Rio Araguaia	Santa Rita do Araguaia e Alto Araguaia (GO/MT)	Abril de 2002	O concessionário está procedendo ao atendimento das solicitações do Ibama com vistas à obtenção do respectivo licenciamento ambiental. Não há cronograma factível previsto, uma vez que o empreendimento não obteve licença prévia. Em outubro de 2011, o Ibama emitiu ofício indeferindo o requerimento de licença prévia
Cubatão	45 MW	Rio Cubatão	Joinville (SC)	Outubro de 1996	Agente informa problemas para obtenção do licenciamento ambiental
Itaocara	145 MW	Rio Paraíba do Sul	Itaocara e Iperibê (RJ)	Março de 2001	Acolhido o pedido de alteração do contrato de concessão, de maneira a que seu objeto se restrinja ao trecho denominado pelo agente de Itaocara I, com 145 MW de potência. Projeto básico referente ao novo aproveitamento ainda não aprovado. Licença prévia emitida pelo Ibama em 28 de dezembro de 2011
Itumirim	50 MW	Rio Corrente	Aporé e Serranópolis (GO)	Julho de 2000	Empreendimento sob processo judicial. O EIA-RIMA encontra-se em análise e o Ibama realizou visita no local da hidrelétrica nos dias 12 e 13 de agosto de 2010. Não há previsão de cronograma factível, pois o empreendimento não possui licença prévia
Murta	120 MW	Rio Jequitinhonha	Coronel Murta (MG)	Março de 2001	Estudos de otimização do projeto básico em análise
Olho D'Água	33 MW	Rio Doce	Itajá e Itarumã (GO)	Dezembro de 2002	Previsão do concessionário para a obtenção da licença prévia e licença de instalação para o primeiro semestre de 2012
Pai Querê	292 MW	Rio Pelotas	Lages e Bom Jesus (SC/RS)	Abril de 2002	Tratativas do empreendedor com Ibama com vistas à obtenção do licenciamento ambiental. Expectativa de realização das audiências públicas para o mês de março de 2012
Santa Isabel	1.087 MW	Rio Araguaia	Ananás e Palestina do Pará (TO/PA)	Abril de 2002	Não há cronograma factível, uma vez que o empreendimento não obteve licença prévia, processo de licenciamento ambiental em andamento
São João	60 MW	Rio Chopim	Honório Serpa e Clevelândia (PR)	Abril de 2002	As licenças prévias foram emitidas em 12/3/2010 e retificação prorrogou a validade para até 12/3/2012. O agente espera obter a licença de instalação do empreendimento no 2º semestre de 2012. Estão em andamento: projetos básicos socioambientais para atender as exigências da licença prévia