



**Contribuição para a Consulta Pública 56/2020**

NORMATIZAÇÃO DA LEI 14.052 PARA  
PROMOVER A COMPENSAÇÃO DE  
HIDRELÉTRICAS DO MRE

**23 de outubro de 2020**

## 1 INTRODUÇÃO

A Consulta Pública 56/2020 trata da regulamentação da Lei 14.052 que prevê a compensação de geradores hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) devido:

- a restrições ao escoamento de energia proveniente de empreendimentos estruturantes; e
- à antecipação da Garantia Física dos empreendimentos estruturantes durante a fase de motorização.

A compensação será realizada por meio de extensão do prazo dos seus respectivos contratos de concessão.

Além disso, a Consulta Pública 56/2020 aborda questões de deslocamento hidrelétrico por geração termelétrica fora da ordem de mérito e pela importação de energia sem Garantia Física.

Nossa contribuição aborda três questões:

- a forma de “atualização” (capitalização) dos valores indicado na Nota Técnica (Seção 2).
- a abrangência temporal e quanto ao tipo de empreendimento da compensação (Seção 3).
- os critérios para identificação das restrições de escoamento de energia proveniente dos empreendimentos estruturantes (Seção 4).

## 2 CAPITALIZAÇÃO DA COMPENSAÇÃO

O artigo 2º da Lei 14.052 define explicitamente que a atualização dos valores a serem compensados devem ser feitos pelo IPCA e pela taxa de desconto:

“O valor a ser apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros referidos no caput deste artigo deverá considerar a atualização do capital despendido, tanto pelo IPCA como pela taxa de desconto de que trata o § 2º do art. 1º desta Lei, e será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes, limitada a 7 (sete) anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel para as extensões decorrentes do inciso II do § 2º do art. 1º desta Lei, dispondo o gerador livremente da energia.” (redação inserida na Lei 13.203, no seu § 4º do artigo 2º-B)

A Lei 13.203 foi regulamentada pela Resolução 684/2015 que, por sua vez, foi deliberada no âmbito da Audiência Pública 32/2015.

A Nota Técnica 97/2020 indica que a taxa de desconto deve ser de 9,63%. Esta taxa de desconto foi empregada na Audiência Pública 32/2015, aparecendo na Nota Técnica 238/2015 – que apresenta a primeira minuta da Resolução 684/2015 – e também no “Voto Resumido” do diretor relator Tiago de Barros Correia.

No entanto, na Nota Técnica 97/2020 indica-se a intenção de aplicar apenas a atualização pelo IPCA até a data de contabilização pela CCEE, aplicando-se a taxa de desconto apenas a partir da data de contabilização até a plena compensação a ser realizada por meio de prorrogação das concessões:

“Sendo assim, os valores em Reais individualizados por usina do MRE serão atualizados pelo IPCA desde o mês de referência dos eventos retroativos até o último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização atinentes à Lei nº 14.052/2020 aprovadas. Esses valores, então, deverão ser levados a valor futuro, até o final da outorga de cada empreendimento, pela mesma taxa de desconto utilizada nos processos relativos à REN 684/2015, de 9,63% ao ano.” (§ 78)

Não faz sentido empregar a taxa de desconto para apenas uma parcela do período. Ela deveria ser empregada uniformemente para todo o período, seja para o período retrospectivo ou prospectivo, já que o objetivo da taxa de desconto é justamente compensar o custo de oportunidade de alocação de capital pelo tempo de imobilização dos recursos.

Cabe ressaltar que, em face da judicialização das liquidações da CCEE, muitos valores não foram desembolsados pelos agentes. Portanto:

- não há que se falar em capitalização sobre montantes que não foram desembolsados por estarem protegidos por liminares;
- para os valores desembolsados nos períodos em que as liminares não estavam vigentes, é clara a determinação legal quanto à atualização tanto pelo IPCA quanto pela taxa de desconto estabelecida no § 2º do art. 1º da Lei 13.203/15.

### 3 ABRANGÊNCIA DA COMPENSAÇÃO

O artigo 2º-B da Lei 14.052 define as condições para o que o gerador hidrelétrico participante do MRE tenha direito à compensação:

“Os parâmetros de que tratam os arts. 2º e 2º-A desta Lei serão aplicados retroativamente sobre a parcela de energia, desde que o agente titular da outorga vigente de geração, cumulativamente:

I - tenha desistido da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciado a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação;

II - não tenha repactuado o risco hidrológico, nos termos do art. 1º desta Lei, para a respectiva parcela de energia.”

Ao especificar que “não tenha repactuado o risco hidrológico ... para a respectiva parcela da energia”, torna-se evidente que a lei não elimina a possibilidade de compensação:

- (i) para o gerador que tenha repactuado o risco hidrológico de períodos posteriores ao dos efeitos contemplados na Lei;
- (ii) para o gerador de usina cotista que tenha uma parcela destinada à comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No primeiro caso, a repactuação do risco hidrológico no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada tratou dos efeitos a partir de 01º de janeiro de 2015. Portanto, não houve repactuação da parcela da energia comercializada previamente, que é abrangida pela compensação retroativa prevista no § 5º do artigo 2º-B da Lei 14.052 desde 01º de janeiro de 2013.

No segundo caso, não há como a Aneel restringir a compensação prevista na Lei. As usinas cotistas licitadas com parcela destinada ao ACL também sofreram os impactos dos efeitos causados pelos empreendimentos estruturantes especificados na Lei 14.052 sobre os 30% de sua capacidade não comercializados no regime de cotas.

Não é sustentável a argumentação da Aneel segundo a qual todos os efeitos dos empreendimentos estruturantes abordados na Lei 14.052 já eram previsíveis na data da licitação e, portanto, já deveriam ter sido precificadas pelos participantes no certame. O fato de que este imbróglio tem permanecido sem solução por tantos anos é um claro indicador da complexidade do tema e da dificuldade envolvida tanto na identificação quanto quantificação dos impactos. Supor que isto já fosse minimamente previsível no momento das licitações das usinas cotistas com parcela destinada ao ACL não é razoável.

## 4 RESTRIÇÕES AO ESCOAMENTO DE ENERGIA

A Lei 14.052 (artigo 2º) adiciona o artigo 2º-A à Lei 13.203, que prevê compensação aos geradores hidrelétricos participantes do MRE pela frustração de geração dos empreendimentos hidrelétricos estratégicos devido a “restrições ao escoamento da energia”:

“Art. 2º-A. Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos do inciso VI do caput do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, decorrentes:

I - de restrições ao escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas ao escoamento”.

A fim de dimensionar o montante de geração potencial não aproveitada em função das restrições de transmissão, a Nota Técnica 097/2020 utiliza os Termos de Liberação das instalações de transmissão no ponto de conexão das usinas estruturantes ao Sistema Interligado Nacional como indicador da existência ou não de restrições ao escoamento. A regulamentação para a emissão dos Termos de Liberação de novas instalações de transmissão é discutida na seção “**2.1 REGULAMENTAÇÃO DOS TERMOS DE LIBERAÇÃO**”.

Embora os termos de liberação sejam bons indicadores da integração da usina ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tais termos não implicam que o empreendimento esteja livre de restrições ao escoamento de sua produção em função de restrições de transmissão.

Com base nesta definição bastante restritiva do que configura “restrição ao escoamento de energia”, a Nota Técnica conclui que houve restrições ao escoamento das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, mas não de Belo Monte:

“Para as usinas de Jirau e Santo Antônio (exceto para a ampliação desta), foram verificados atrasos e períodos com pendências associadas à entrada em operação que geraram condições técnicas insatisfatórias. Assim, a capacidade operativa foi estabelecida com base nas Instruções de Operação - IO, nas Mensagens Operativas - MOP e nas Solicitações de Intervenção - SGI durante a vigência dos TLP e que foi motivada por uma restrição relacionada ao atraso ou à entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória dessas instalações.” (§ 20)

“A avaliação para a UHE Belo Monte não identificou atrasos nem períodos com condição técnica insatisfatória associada à entrada em operação das instalações de transmissão que acarretaram vertimento dessa usina. Assim, a capacidade operativa de longa duração foi estabelecida como a própria potência instalada dos equipamentos de transmissão.” (§ 18)

O não reconhecimento das restrições ao escoamento da energia proveniente da hidrelétrica de Belo Monte causa estranheza, pois houve vertimentos turbináveis substanciais nesta usina nos últimos anos, semelhantes aos observados nas usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau.

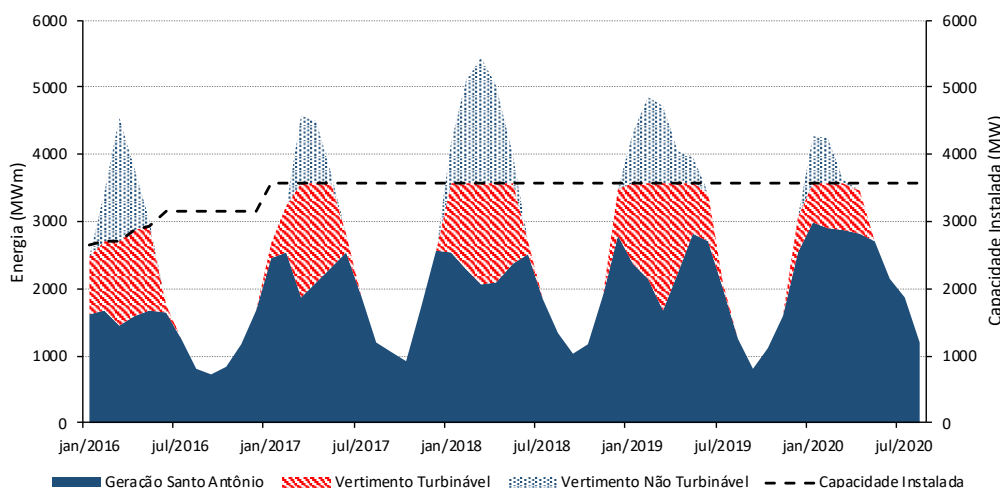
As Figuras 1, 2 e 3 apresentadas a seguir apresentam a evolução das condições hidrológicas e operativas das usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, respectivamente, desde 2016. Em cada figura são apresentadas:

- a Energia Natural Afluente, que é calculada a partir das ‘vazões afluentes’ ( $m^3/s$ ) que chegam a cada usina hidrelétrica multiplicadas pela sua respectiva ‘produtibilidade’ ( $MW/ m^3/s$ )<sup>1</sup>;
- a geração hidrelétrica<sup>2</sup>; e
- a potência instalada<sup>3</sup>.

A partir destas informações podem ser calculados:

- os **vertimentos turbináveis**, isto é, o montante de energia que seria possível produzir com a vazão afluente no período, considerando a capacidade das unidades geradoras da usina no respectivo período em que estavam aptas a operar, mas que não foram utilizadas; e
- os **vertimentos não turbináveis**, que correspondem à parcela da vazão defluente que não é possível aproveitar devido ao fato de a vazão afluente superar a capacidade de engolimento máximo das unidades geradoras da usina.

**Figura 1: Vertimentos turbináveis na usina hidrelétrica Santo Antônio**



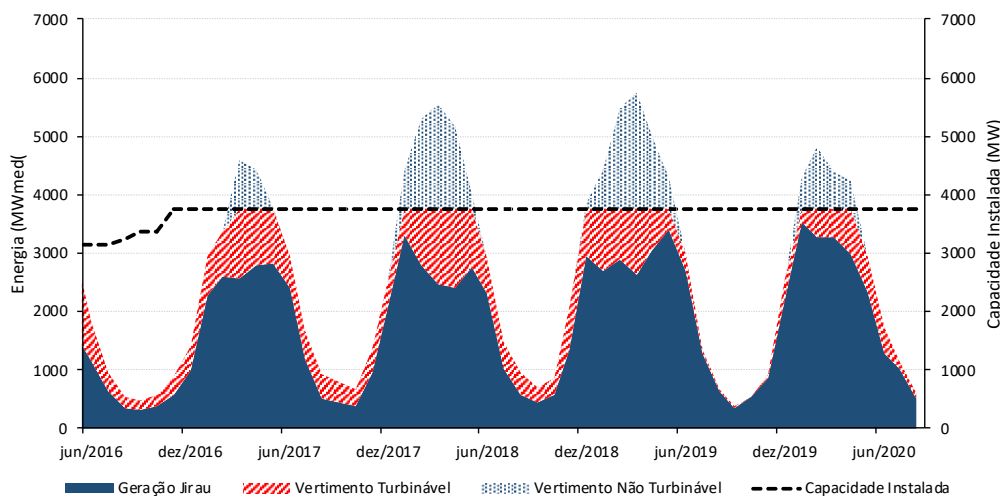
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

<sup>1</sup> As vazões afluentes e produtibilidade das usinas foram obtidas a partir dos arquivos de resultados da modelagem utilizada para definir a Programação Mensal da Operação (PMO) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): nos respectivos meses – mais precisamente o arquivo ‘relato.rvx’ (em que o x se refere à respectiva semana operativa) (Acesso: 14-16/out/2020). No caso da usina de Belo Monte é preciso levar em conta que o complexo é composto de duas usinas: (i) a principal (Belo Monte), cujas vazões afluentes são obtidas a partir de canais de derivação a montante da usina complementar (Pimental). As vazões afluentes do complexo Belo Monte são registrados pelo ONS no sítio Pimental, de forma que a usina hidrelétrica de Belo Monte mantém registros nulos em vários períodos – veja diagrama e explicações no [site da concessionária Norte Energia: https://www.norteenergiasa.com.br/assets/norteenergia-pt-br/vazoes-e-niveis/2020\\_10/2020\\_10\\_02\\_Vazoes\\_e\\_niveis\\_do\\_Rio\\_Xingu.pdf](https://www.norteenergiasa.com.br/assets/norteenergia-pt-br/vazoes-e-niveis/2020_10/2020_10_02_Vazoes_e_niveis_do_Rio_Xingu.pdf)

<sup>2</sup> O histórico da geração das usinas foi obtido no [site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx) (Acesso: 14/out/2020).

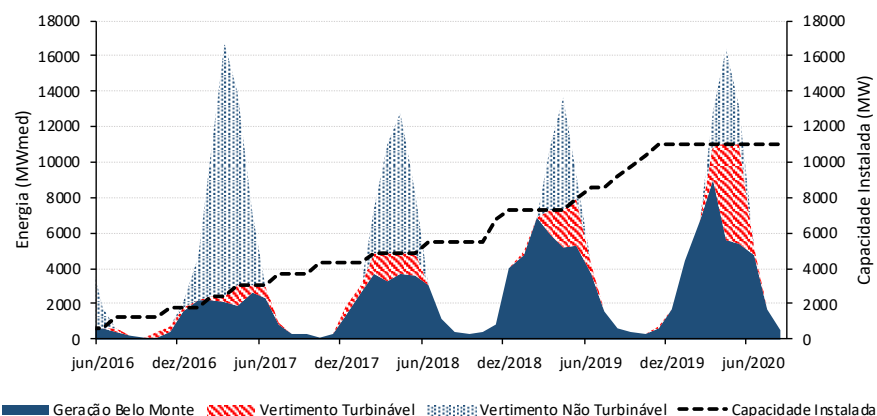
<sup>3</sup> A capacidade instalada em operação de cada usina hidrelétrica foi obtida no [site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx) (Acesso: 14/out/2020).

**Figura 2: Vertimentos turbináveis na usina hidrelétrica Jirau**



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

**Figura 3: Vertimentos turbináveis na usina hidrelétrica Belo Monte**



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Os vertimentos turbináveis desde junho de 2016 nas usinas hidrelétricas de Santo Antônio e de Jirau correspondem, respectivamente, a 18% e 29% dos valores gerados. O vertimento turbinável na usina hidrelétrica de Belo Monte é de magnitude semelhante: 19% da energia gerada pela usina no mesmo período.

Se estes vertimentos turbináveis não são devidos a restrições ao escoamento de energia, qual motivo teria o ONS para desperdiçar tal disponibilidade de geração em montantes tão elevados, em um período caracterizado por elevados Custos Marginais de Operação e frequente recorrência a Despachos Fora da Ordem de Mérito?

É importante destacar que o termo “escoamento de energia” empregado na Lei 14.052 é o mesmo termo utilizado pelo Ministério de Minas e Energia, pelo ONS e pela Empresa de Planejamento Energético (EPE) para definição da capacidade remanescente do Sistema Interligado Nacional para a incorporação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica, realizada antes de cada Leilão de Energia Nova. A metodologia para definir a capacidade de escoamento para novos empreendimentos adota uma análise bem abrangente, levando em conta restrições sistêmicas que

podem ocorrer em instalações de transmissão distantes das instalações de transmissão diretamente empregadas para integrar os empreendimentos de geração ao Sistema Interligado Nacional, como descrito na seção “**2.2 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO**”.

Por fim, destacam-se alguns relatórios oficiais que relatam restrições de transmissão que têm restringido o escoamento de energia proveniente da usina hidrelétrica de Belo Monte na seção “**2.3 RESTRIÇÕES DE ESCOAMENTO DA USINA DE BELO MONTE**”.

## 2.1 REGULAMENTAÇÃO DOS TERMOS DE LIBERAÇÃO

A entrada em operação de instalações de transmissão é regulamentada na **Resolução 841/2018**. O critério básico para a liberação da operação é a constatação da inexistência de pendências para a plena integração da Função de Transmissão ao SIN. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o responsável pela emissão dos Termos de Liberação, cujo processo é regulamentado no submódulo 24.3 dos *Procedimentos de Rede*.

A Resolução 841/2018 classifica dois tipos de pendências:

- **pendências impeditivas**, que impedem a integração da Função de Transmissão ao SIN; e
- **pendências não impeditivas**, que possibilitam a operação integrada, mas não de forma definitiva, caso no qual pode-se conceder um “Termo de Liberação com Pendências”.

A remuneração da concessionária de transmissão é afetada de forma modulada em função da origem das pendências, que podem ser:

- **próprias** – decorrentes de pendências relacionadas à Função de Transmissão;
- **de terceiros** – decorrente de pendências de outros agentes (transmissoras, distribuidoras, geradores, consumidores ou importadores/exportadores);
- **de caráter sistêmico** – decorrente de restrições sistêmicas identificadas pelo ONS.

Em situações em que não há pendências próprias, mas a integração ao SIN é impedida por pendências de terceiros ou de caráter sistêmico, concede-se o “Termo de Liberação de Receita”, pelo qual a concessionária responsável pela Função de Transmissão passa a receber a parcela de Receita Anual Permitida (RAP).

O submódulo 24.3 dos *Procedimentos de Rede*, define o Termo de Liberação Definitiva (TLD) da seguinte forma:

“O Termo de Liberação Definitiva – TLD é um documento emitido pelo ONS, autorizando a transmissora a iniciar a partir da data especificada a operação comercial definitiva das Funções Transmissão discriminada, não havendo qualquer tipo de pendência.” (§ 3.4)

A obtenção do “Termo de Liberação Definitiva” requer a apresentação:

- da Declaração sobre os Resultados dos Testes de Operação Integrada ao SIN;
- da Declaração de Conformidade do empreendimento;
- da Licença Ambiental de Operação; e
- do Cadastro dos Pontos de Medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia para faturamento junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).



Embora o TLD ateste a ausência de “pendências para a entrada em operação ao Sistema Interligado Nacional”, o Termo não exclui a possibilidade de restrições de escoamento de energia em determinadas situações.

Os testes empregados para balizar a emissão dos Termos de Liberação visam apenas a verificar se aquelas instalações de transmissão estão aptas a operar adequadamente, e não para avaliar a capacidade de escoamento da energia proveniente do empreendimento de geração.

Aliás, destaca-se que a Resolução 841/2018 e o submódulo 24.3 dos *Procedimentos de Rede* não utilizam o termo “escoamento de energia” empregado na Lei 14.052, o que sugere que esta definição restritiva do que configura restrição de transmissão não era o que os legisladores tinham em mente quando elaboraram a lei.

Com a crescente participação de fontes não controláveis e a transferência de grandes volumes de energia por interconexões de um subsistema a outro, não basta a constatação de que as instalações de transmissão estejam em condições de pleno funcionamento.

Na verdade, a averiguação da capacidade de escoamento:

- requer uma análise mais abrangente que leva em conta a operação do sistema em diferentes situações;
- depende também da efetiva implementação dos demais empreendimentos de transmissão considerados quando se concebeu a expansão as instalações de transmissão requeridas para escoar a energia da usina.

## 2.2 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO

A necessidade de uma avaliação mais abrangente tornou-se evidente em agosto de 2016, quando o Ministério de Minas e Energia publicou a **Portaria MME 444/2016**, que passou a exigir a definição da “Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração” antes de cada Leilão de Energia Nova. Tal definição visa a assegurar que cada gerador disponha de viabilidade física:

- de conexão nos Barramentos Candidatos;
- de escoamento de energia nas “Subáreas do SIN”, compostas das subestações e linhas de transmissão pelas quais os geradores se integram ao SIN;
- de escoamento de energia nas diversas “Áreas do SIN”, levando em conta o conjunto de Subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão.

A metodologia desenvolvida para realizar esta avaliação é apresentada na **Nota Técnica Conjunta ONS NT 080/2017 / EPE-DEE-RE-051/2017** da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do ONS, denominada “LEN A-4/2017: Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG”.

A avaliação da capacidade de escoamento envolve quatro fatores:

- análise de disponibilidade física para conexões nos barramentos candidatos;
- análise de fluxo de potência;
- análise de estabilidade dinâmica; e
- análise de curto-circuito.

Esta Nota Técnica demonstra que a avaliação de restrições de escoamento de transmissão requer uma análise que vai além da mera constatação de que as instalações de transmissão pela qual cada gerador é conectado ao SIN disponham do Termo de Liberação Definitiva.

Este, sim, parece ser o critério que os legisladores tinham em mente quando redigiram o artigo 2º da Lei 14.052.

### 2.3 RESTRIÇÕES DE ESCOAMENTO DA USINA DE BELO MONTE

As usinas estruturantes contempladas na Lei 14.052, são usinas de grande porte localizadas em regiões remotas do país. Logo, o escoamento da energia destes grandes empreendimentos hidrelétricos não depende meramente da adequação de sua conexão à Rede Básica; depende também da capacidade das interligações entre subsistemas do SIN e da capacidade de cada subsistema para receber e escoar estes fluxos até os centros de carga.

A expansão da Rede Básica de transmissão é planejada para escoar a energia com “critério de confiabilidade N-1” (isto é, mesmo na ocorrência de contingências simples). Logo, seria de se esperar que, havendo “integração ao SIN”, o escoamento da energia estaria garantido. Mas o fato é que este planejamento precisa ser feito com base em premissas sobre como o sistema evoluirá nos anos vindouros. Dadas as incertezas relacionadas à evolução da demanda por energia, ao perfil de produção de energia proveniente de usinas de fontes não controláveis, a atrasos ou alterações nos empreendimentos de geração e transmissão planejados, podem ocorrer situações em que Rede Básica de transmissão acabe apresentando gargalos que impeçam o pleno escoamento de energia.

É o que ocorreu nos últimos anos no Brasil, quando a maior parte da geração adicionada ao sistema foi originada de fontes não controláveis, nas quais destaca-se a geração eólica, e de hidrelétricas a fio d’água. Além disso, houve frustração na expansão da Rede Básica de transmissão, seja devido a falta de interessados nos Leilões de Transmissão, seja devido à falha de execução de empreendimentos que entraram em recuperação judicial, com destaque para empreendimentos assumidos pela Abengoa e Isolux.

Já em 2015, o ONS já indicava potenciais gargalos na capacidade de escoamento da região Norte, como consta no *Plano de Operação Elétrico 2016/2017 (PEL 2015)*, o último publicado. Nesse relatório, o ONS manifesta sua preocupação com a capacidade prevista do sistema de transmissão para o aproveitamento de todo o potencial energético do Norte mesmo considerando a entrada das instalações a cargo da Abengoa e Isolux:

“No intervalo de 01 de maio de 2016 a 01 de maio de 2017 está prevista a entrada em operação de 22 novos circuitos em 500 kV totalizando 6.300 km, sendo três reforçando a interligação Norte/Nordeste e um circuito reforçando a interligação Nordeste/Sudeste. Os demais 18 circuitos configuram 17 reforços internos nas regiões Norte e Nordeste e um na região Sudeste. Este conjunto representa os reforços em 500 kV CA associados à UHE Belo Monte.

[...]

No final do horizonte do *PEL 2015* está prevista uma capacidade instalada na região Norte (incluindo os estados do Amazonas e do Amapá) de cerca de 18.000 MW entre usinas Hidráulicas e Térmicas. As cargas pesada e leve totais desta região, previstas para fevereiro de 2017, são respectivamente de cerca 7.500 e 5.800 MW, indicando um excedente de energia superior a 10.000 MW. Considerando o cronograma de entrada em operação do sistema AC de escoamento da energia de Belo Monte, no final do horizonte deste PEL 2015 os limites de

exportação da região Norte chegam a 8.200 MW, 8.200 MW e 8.500 MW em cargas pesada, média e leve, respectivamente, o que mostra que a rede de transmissão não estará preparada para aproveitar toda a potência excedente na região Norte. Tal fato indica a necessidade urgente de antecipação do 1º Bipolo de CC de Belo Monte, atualmente previsto para fevereiro de 2018, para proporcionar à rede uma capacidade de aproveitamento de toda a energia gerada nesta região.”

Portanto, se com a expectativa de integração da interligação Norte-Sul pelo sistema de 500kV já havia a expectativa de limitação da geração por restrição de transmissão, essa condição deteriorou-se amplamente ao materializar-se a frustração dos empreendimentos licitados à Abengoa/Isolux.

Em abril de 2016, a Empresa de Pesquisa Energética e o Operador Nacional do Sistema Elétrico produziram o relatório “*Análise do Impacto do Atraso das Obras da Abengoa e Priorização de Obras*” (EPE-DEE-NT-034/2016 / ONS NT-021/2016) para avaliar o impacto da suspensão da implantação dos empreendimentos sob a responsabilidade da Abengoa. Entre os empreendimentos de transmissão sob sua responsabilidade estavam algumas importantes ampliações das interligações Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste que eram essenciais para escoamento da geração da usina hidrelétrica de Belo Monte. Concluía o relatório:

“No período úmido das regiões Norte e Nordeste preocupa a restrição de geração hidráulica no Norte em vista do grande excedente de potência disponível na região com a sincronização das máquinas da UHE Belo Monte e sua concorrência com a geração eólica disponível no Nordeste, cujo histórico operativo mostra que o fator de capacidade vem crescendo a cada ano.” (p. 9)

A análise do ONS indicou que a não implantação das linhas da Abengoa resultaria em restrição de escoamento no período úmido (janeiro a abril):

- 900 MW em 2017
- 900 MW em 2018; e
- 3.300 MW em 2019.

A avaliação foi realizada considerando as seguintes premissas:

- ausência de atrasos nas demais obras de ampliação da capacidade de transmissão para escoamento de energia proveniente do Norte;
- geração eólica no Nordeste produzindo com fator de capacidade de 20% durante o período úmido; e
- curvas de geração média previstas para as hidrelétricas de Tucuruí, Belo Monte e Estreito.

No entanto, o Relatório destacava que o fator de capacidade da geração eólica no Nordeste vem crescendo, o que ampliaria a necessidade de escoamento de energia na interligação Norte e Sul, o que implicaria restrição sobre a geração hidrelétrica ainda maior:

“Entretanto, em histórico recente, tem-se verificado uma elevação dos valores médios no período úmido de 2015, tendo atingido cerca de 40% da capacidade instalada na região Nordeste. Portanto, caso ocorra uma oferta eólica dessa ordem durante o período úmido do Norte no período analisado, haverá uma concorrência pelos mesmos recursos de transmissão (interligação Norte/Sul) entre a geração das Usinas Hidráulicas do Norte e as Usinas Eólicas do Nordeste.

Esta concorrência é crítica no período de carga leve e elevará os montantes de geração hidráulica retida na região Norte para 2.150 MW, 3.200 MW e 5.350 MW respectivamente nos anos de 2017, 2018 e 2019” (p. 10).

Além disso, o Relatório ressalta a importância destas instalações para preservação do desempenho dinâmico da rede, indicando que, na sua ausência, a operação de outras interconexões teria que ser restringidas para atender aos critérios de confiabilidade, citando o caso do elo em corrente contínua Xingu-Estreito, que teria que operar com metade de sua capacidade (2.000 MW, em vez de 4.000 MW):

“[...] o atraso dessas obras compromete os ganhos de intercâmbio das demais obras de interligação, como por exemplo o primeiro elo CCAT de Belo Monte. Nas análises ora apresentadas foram identificados problemas no desempenho dinâmico do sistema quando da perda de bipolo em Belo Monte, sendo necessário restringir a potência nesse bipolo a 2.000 MW, de forma que o SIN suporte a contingência desse elemento. É importante ressaltar que esse valor de potência somente será viável mediante a implantação de um Esquema de Corte de Geração (ECG) na UHE Belo Monte.” (p. 11)

Dada a não execução da expansão da interligação Norte-Sul pela Abengoa, tornava-se ainda mais relevante a expansão de uma outra linha paralela ligando Tucuruí a Colinas sob responsabilidade da concessionária Linhas de Itacaiunas Transmissora de Energia (LITE), mas a execução desta linha também apresentava problemas, como reportado no *Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação de Instalações de Geração e de Transmissão – Monitora GT* da Aneel (edição outubro/dezembro de 2016):

“Tendo em vista a não entrada em operação dos empreendimentos a cargo da ABENGOA, a linha de transmissão 500 kV Tucuruí – Itacaiunas – Colinas passou a ter importância significativa para o escoamento da geração da UHE Belo Monte.

[...]

No período de 19 a 23/9/2016, ocorreu fiscalização neste empreendimento e foi constatado que a maior parte das atividades relacionadas com a execução da obra não havia sido iniciada. O motivo apresentado, pelo agente, foi a dificuldade financeira do grupo. Durante a fiscalização foi apresentado pela LITE que a ISOLUX estava negociando por meio da matriz na Espanha uma solução para o problema de modo a viabilizar a retomada das obras.

Posteriormente, a LITE informou que a solução não avançou como esperado e, portanto, a data de entrada em operação do empreendimento continua incerta. As informações declaradas pela LITE no SIGET apontam uma previsão de conclusão da LT para 30/4/2018. Diante de todo o cenário de incerteza, a ANEEL já passou a considerar a data de entrada em operação para 30/1/2019 e instaurou processo com vistas a apuração das falhas e transgressões aos Contratos de Concessão e a Legislação.”

Estes relatos sugerem que os atrasos destas outras linhas de transmissão restringiram a capacidade de escoamento de energia proveniente da usina hidrelétrica de Belo Monte.

Tal constatação diferente, portanto, da Nota Técnica 97/2020, que afirma que a “avaliação para a UHE Belo Monte não identificou atrasos nem períodos com condição técnica insatisfatória associada à entrada em operação das instalações de transmissão que acarretaram vertimento dessa usina” (§ 18).

Um ano mais tarde, o *Plano da Operação Elétrica 2018-2019 (Volume II)* do ONS ainda indicava restrições ao escoamento da usina hidrelétrica de Belo Monte:

“Com o início da entrada em operação da UHE Belo Monte em maio de 2016 vem-se observando um aumento na disponibilidade para exportação da região Norte. A capacidade hidráulica instalada na região Norte será elevada em 20% de janeiro de 2018 a abril de 2019, atingindo 18.119 MW que, somados à geração térmica, chega a cerca de 21.000 MW instalados.

[...]

Considerando o cronograma de entrada em operação dos sistemas CA [*corrente alternada*] e CC [*corrente contínua*] associados à UHE Belo Monte está prevista, para o horizonte deste PEL [Plano de Operação Elétrica], apenas a entrada do Bipolo Xingu-Estreito formando a Configuração 2 (Figura 6-3) em março de 2018.

[...]

O limite de EXPN-CC [*Exportação da Região Norte pelo sistema CC*] é de 4.000 MW, que é a capacidade nominal do Bipolo neste sentido. Entretanto, o limite de EXPN total não será a soma dos limites para que o sistema suporte a perda do Bipolo. Esta limitação se dará devido à postergação das obras da Abengoa, em particular as linhas em 500 kV Xingu-Parauapebas-Miracema.

O limite de FNS [*Fluxo Norte / Sudeste*] (4.100 MW) permanece o mesmo da configuração 1 ao longo de todo horizonte deste PEL.

Vale destacar que os limites máximos listados para EXPN-CA [*Exportação do Norte pelo sistema CA*], EXPN-CC RNE [*Recebimento do Nordeste*], FNS não podem atingir os máximos listados neste relatório concomitantemente. O Bipolo não poderá atingir 4.000 MW quando o FNS estiver em 4.100 MW. A soma destas duas grandezas deve ser no máximo 6.200 MW para que o sistema suporte a perda do Bipolo, mesmo considerando corte de geração (6 máquinas com 600 MW).” (p. 63-65).

Além das limitações das interligações entre os subsistemas, o relatório indica que restrições de escoamento da energia proveniente da hidrelétrica de Belo Monte também emergem de restrições internas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste:

“Para maio de 2018, também estão previstos diversos empreendimentos na área São Paulo para escoamento da energia proveniente do Complexo Madeira. São elas: LT 500 kV Araraquara - Itatiba, LT 500 kV Araraquara – Fernão Dias, bem como a SE Fernão Dias e os transformadores 500/440 kV, CER Itatiba 500 kV e CER Santa Bárbara 440 kV, todas de responsabilidade da Mata de Santa Genebra. Esses empreendimentos, em especial a SE Fernão Dias, também impactam o escoamento da energia de Belo Monte.

Cabe ressaltar, entretanto, que na última reunião do Grupo de Trabalho de São Paulo ocorrida em 26/05/2017, o Agente responsável expôs diversos problemas para concluir os empreendimentos, inclusive no que diz respeito ao financiamento do BNDES. Dessa forma, existe alto risco para que esses empreendimentos não entrem em operação na data indicada” (p. 31)

“com o Bipolo no sentido Xingu→Estreito em sua potência nominal (4.000 MW), em carga pesada e com o despacho das usinas do rio Grande em torno de 15%, é possível que haja sobrecarga em regime na transformação de Estreito 500/345 kV. Nesse caso serão necessárias medidas operativas para controlar este fluxo. Tanto a elevação do despacho das usinas do Grande como a redução do fluxo no Bipolo reduzem o fluxo nesta transformação.

[...]

Caso o atraso para a entrada em operação da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD se prolongue até 2019, a medida de abertura do transformador remanescente pode acarretar em sobrecarga inadmissível nos transformadores 500/345 kV de Jaguará, podendo então ser necessária a recomendação de uma inequação para monitoramento do carregamento dessa transformação.” (p. 114)

Por fim, buscando eliminar as restrições de escoamento da energia proveniente da hidrelétrica de Belo Monte, o relatório recomenda a revisão de outorgas das seguintes obras de transmissão:

#### **“11.2.2 Belo Monte**

a) LT 500 kV PARAUPEBAS - ITACAIÚNAS C1 - 115 km, circuito simples, 4x954 MCM. Obra visa a eliminar restrição do escoamento da geração da UHE Belo Monte.

b) LT 500 kV XINGU - PARAUPEBAS C1 E C2 - 414 km, circuito simples, (6x795) MCM, 4 reatores de linha fixos 2x (6+2) x 100 Mvar/500 kV, um para cada terminal da LT, 2 capacitores série 394 Mvar/500 kV, no terminal da SE Parauapebas. Obra visa a eliminar restrição do escoamento da geração da UHE Belo Monte.

c) LT 500 kV PARAUPEBAS - MIRACEMA C1 E C2 - 409 km, circuito simples, (6x795) MCM, 4 reatores de linha fixos 2x(6+2) x 100 Mvar/500 kV, um para cada terminal da LT, 2 capacitores série 639 Mvar/500 kV, no terminal da SE Parauapebas e 2 capacitores série 364 Mvar/500 kV, no terminal da SE Miracema. Obra visa a eliminar restrição do escoamento da geração da UHE Belo Monte.

#### **11.2.3 Interligação Norte / Nordeste-Sudeste**

[...]

b) LT 500 kV GILBUÉS II - MIRACEMA C1 E C2 - 410 km, circuito simples, 6 x 795 MCM, 2 reatores de linha fixos (6+1) x 90 Mvar/500 kV, um para cada terminal da SE Miracema, 2 reatores de linha fixos (6+1) x 90 Mvar/500 kV, um para cada terminal da SE Gilbués II, 2 compensações série 51% (375 Mvar/500 kV), uma para cada terminal da SE Gilbués II. Obra visa a eliminar restrição de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste e, conseqüentemente, permitir o escoamento da geração da UHE Belo Monte.”

[...]

f) LT 500 kV BARREIRAS II - GILBUÉS II C1 - 289 km, circuito simples, 6x795 MCM, 2 reatores fixos (6+2) x 66 Mvar/500 kV e 2 compensações série 35% - 191 Mvar/500 kV uma para cada terminal da LT. Obra visa a eliminar restrição de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste e conseqüentemente, permitir o escoamento da geração da UHE Belo Monte.” (p. 138-139).

Além disso, o relatório recomenda a aceleração de uma série de empreendimentos já outorgados para viabilizar o escoamento da energia da usina hidrelétrica de Belo Monte:

#### **“11.4.3 Belo Monte**

a) LT 800 kV XINGU - ESTREITO C1 e C2 - 1º Bipolo CC Belo Monte - 4.000 MVA, outorgada à BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A, com data contratual para março de 2018 e atualmente prevista para mesma data. Obra visa a eliminar restrição de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste e, conseqüentemente, permitir o escoamento da geração da UHE Belo Monte.

- b) LT 500 kV ITACAIÚNAS - COLINAS C2 - 291 km, circuito simples, 4x954 MCM, 1 reator de linha fixo (3+1) x 45,3 Mvar/500 kV, no terminal da SE Itacaiúnas, 1 reator de linha fixo (3+1) x 45,3 Mvar/500 kV, no terminal da SE Colinas, 1 capacitor série 428 Mvar/500 kV no terminal da SE Itacaiúnas, outorgada à LINHAS DE ITACAIUNAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA, com data contratual para agosto de 2016 sem previsão de entrada em operação. Obra visa a eliminar restrição do escoamento da geração da UHE Belo Monte.
- c) LT 500 kV TUCURUÍ II - ITACAIÚNAS C1 - 272 km, circuito simples, 4x954 MCM, 1 reator de linha fixo (3+1) x 84 Mvar/500 kV e 1 capacitor série 285 Mvar/500 kV, no terminal da SE Itacaiúnas, outorgada à LINHAS DE ITACAIUNAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA, com data contratual para agosto de 2016 sem previsão de entrada em operação. Obra visa a eliminar restrição do escoamento da geração da UHE Belo Monte.
- d) SE GILBUÉS II 500 kV (NOVA) - Adequação do Módulo Geral 500 kV, outorgada à São Pedro Transmissora de Energia, com data contratual para agosto de 2017 e atualmente prevista para mesma data. Obra visa a possibilitar a conexão da LT 500 kV São João do Piauí - Gilbués II, de propriedade da São João Transmissora, e do autotransformador 500/230 kV, de propriedade da São Pedro Transmissora.
- e) SE XINGU 500 kV - Setor de 500 kV de XINGU - Módulo Geral, outorgada à ATE XXI TRANSMISSORA DE ENERGIA SA, com data contratual para abril de 2018 e atualmente prevista para mesma data. Obra visa a eliminar restrição de geração a partir da conexão do primeiro Bipolo de Corrente Contínua Xingu - Estreito, a cargo da Belo Monte Transmissora de Energia, na SE Xingu 500 kV.
- f) TR 500 / 440 kV FERNAO DIAS 2 SP - 2º e 3º bancos 500/440 kV, (9+1) x 400 MVA e conexões, outorgada à MATA DE SANTA GENEBRA TRANSMISSAO S.A, com data contratual para maio de 2018 e atualmente prevista para novembro de 2018. Obra visa a eliminar restrição de geração nas usinas da região Norte, necessárias para evitar violação inadmissível no carregamento da 1ª unidade da transformação 500/440 kV da SE Fernão Dias, em situações de regimes normal e contingências, após a entrada em operação do 1º bipolo 800 kV Xingu - Estreito e da LT 500 kV Estreito - Fernão Dias C1 e C2.

## 5 CONCLUSÃO

De acordo com o exposto nas seções anteriores, enviamos três contribuições para esta Consulta Pública 56/2020 que objetiva regulamentar a Lei 14.052, que por sua vez prevê a compensação de geradores hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):

- 1) A compensação aos geradores hidrelétricos deve ser computada como estabelecido explicitamente na Lei 14.052 e de acordo com os parâmetros adotados na repactuação do impacto para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado):
  - a. levando em conta a taxa de desconto acrescida da variação de inflação medida pelo IPCA; e
  - b. para todo o período quando efetivamente houve dispêndio de capital.
- 2) A compensação prevista na Lei 14.052 deve abranger:
  - a. a parcela de energia comercializada no período anterior ao início da vigência do Termo de Repactuação do Risco Hidrológico; e
  - b. a parcela da energia das usinas cotistas destinada ao ACL (Ambiente de Contratação Livre).
- 3) A compensação das hidrelétricas participantes do MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos estruturantes deve levar em conta não apenas as restrições das instalações de transmissão diretamente conectadas a estas usinas à Rede Básica, mas também todas as restrições que de fato impedem o pleno escoamento de energia destas usinas.