



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE

**PROCESSO Nº 48370.000165/2020-51**

**INTERESSADO:** SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA

### 1. ASSUNTO

1.1. Esta Nota Técnica tem por objetivo propor a abertura de Consulta Pública pelo Ministério de Minas e Energia (MME), no sentido de coletar contribuições para viabilizar a exportação de energia elétrica, sem devolução, destinada a países vizinhos interconectados eletricamente com o Brasil, proveniente de excedentes energéticos transmissíveis de fontes renováveis não-hidrelétricas, sem afetar a segurança eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN) e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação.

### 2. ANÁLISE

2.1. O Ministério de Minas e Energia (MME) tem buscado aperfeiçoar as modalidades de importação e exportação de energia elétrica com os países conectados eletricamente com o Brasil, visando promover maior racionalidade no uso dos recursos naturais e das disponibilidades energéticas. Esse movimento contribui para o fortalecimento da integração energética entre o Brasil e seus países vizinhos, com evidentes ganhos aos agentes econômicos e aos consumidores de energia elétrica.

2.2. Os benefícios da integração elétrica regional são diversos e incluem a redução do custo de operação do sistema elétrico, o aumento da segurança energética, a maior sinergia entre as disponibilidades energéticas dos países envolvidos e a mitigação de riscos de mercado, especialmente os relacionados com a falta de mercado interno para fazer frente à inflexibilidade de geração de energia elétrica existente - que produziria excedentes energéticos não aproveitados.

2.3. Nesse sentido, foram concebidas as interconexões internacionais entre os sistemas elétricos do Brasil com a República Argentina e com a República Oriental do Uruguai, sob motivação mútua de se estabelecer interligação elétrica, permitindo realizar intercâmbios de energia elétrica com múltiplos objetivos, tais como aumentar a confiabilidade dos sistemas, reduzir o custo de produção de energia elétrica regional, fazendo frente aos seus potenciais benefícios.

2.4. Os sistemas elétricos do Brasil e da Argentina estão interligados por meio das seguintes interconexões internacionais:

I - Conversoras de Garabi I e II (1.100 MW cada, totalizando 2.200 MW), de propriedade da CIEN (*Companhia de Interconexão Energética*), sendo que o ponto de medição está localizado na SE Santo Ângelo;

II - Conversora de Uruguiana (50 MW), de propriedade da Eletrosul, sendo que o ponto de medição está localizado na SE

Uruguaiana.

2.5. Os sistemas elétricos do Brasil e do Uruguai estão interligados por meio das seguintes interconexões internacionais:

I - Conversora de Rivera (70 MW), de propriedade da UTE (*Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas*), sendo que o ponto de medição está localizado na SE Livramento 2;

II - Conversora de Melo (500 MW), de propriedade da UTE, sendo que o ponto de medição está localizado na SE Candiota.

2.6. O estabelecimento de diretrizes para exportação de energia elétrica visa maximizar o aproveitamento das disponibilidades de recursos energéticos regionais entre diferentes países com os sistemas elétricos interconectados, por meio de princípios norteadores e procedimentos que permitam sua operacionalização.

2.7. A medida mais recente para o aperfeiçoamento das modalidades de intercâmbios internacionais foi a Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, e que entrou em vigor a partir de 20 de maio de 2020. Esse ato estabeleceu as diretrizes para a exportação de energia elétrica em caráter comercial, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de usinas termelétricas nos momentos em que sua geração não for energeticamente necessária ao Brasil. Neste caso, conforme normativo, a comercialização de energia elétrica será de forma bilateral entre agentes, sem criar obrigações para os países envolvidos, permitindo aos agentes liberdade econômica e competitividade de mercado para a exportação de energia elétrica.

2.8. Destaca-se também que está em vigor, desde janeiro de 2019, a Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, que estabelece as diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai. Esta Portaria possibilitou o aprimoramento das regras sobre o tema e tem contribuído para a redução de encargos em benefício da modicidade tarifária.

2.9. No Brasil, a ampliação da diversidade da matriz de produção de energia elétrica, com participação cada vez mais relevante de fontes eólica, solar e de usinas hidrelétricas a fio d'água, tem resultado no conseqüente aumento da complexidade da operação do SIN. Isso decorre, dentre outros fatores, do distanciamento dessas usinas renováveis em relação aos grandes centros de carga, requerendo soluções de transmissão, muitas vezes associadas a diferentes tecnologias, para a transferência de grandes blocos de energia elétrica; da alta sazonalidade ou intermitência na produção; e do aumento das inflexibilidades energéticas associadas à geração hidrelétrica a fio d'água e às restrições operativas hidráulicas de vazão mínima e de taxa de variação.

2.10. Dessa forma, as características do SIN e a insuficiência de carga em determinados horários para fazer frente aos recursos energéticos inflexíveis têm levado a restrições na operação, que, por sua vez, podem levar à ocorrência de excedentes energéticos não alocáveis na carga do SIN, mas transmissíveis para exportação.

2.11. Tem sido discutido o estabelecimento de critérios operativos para redução ou limitação de geração despachada para atendimento à carga do SIN, de forma a introduzir critérios econômicos e distribuir esse risco de mercado de forma mais isonômica entre as diferentes fontes de geração de energia elétrica.

2.12. Nesse contexto, e considerando que as fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar, têm relevantes incertezas de produção

associadas, a exportação de energia elétrica é, potencialmente, um mitigador do risco de redução ou limitação de geração devido à insuficiência de mercado interno, uma vez que os padrões de produção e de consumo de energia elétrica podem variar em geografias e economias distintas. Ressalta-se, no entanto, que em cenários como o atualmente vivenciado, impactado pela pandemia de COVID-19, a efetividade dos intercâmbios internacionais de energia elétrica pode ser reduzida devido à ampla redução de consumo de energia elétrica em diversos países, implicando a existência de excedentes energéticos generalizados.

2.13. No estabelecimento de diretrizes de exportação de energia elétrica, o Brasil tem adotado os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro, estabelecidos por meio da Consulta Pública MME nº 32/2017, elencados abaixo:

- I - Respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima;
- II - Meritocracia, economicidade e eficiência (produtiva e alocativa, do curto ao longo prazo);
- III - Transparência e participação da sociedade nos atos praticados;
- IV - Isonomia;
- V - Valorização da autonomia dos agentes;
- VI - Adaptabilidade e flexibilidade;
- VII - Coerência;
- VIII - Simplicidade;
- IX - Previsibilidade e conformidade dos atos praticados;
- X - Definição clara de competências e respeito ao papel das instituições.

2.14. Além desses princípios gerais, existem premissas específicas para as diretrizes de exportação de energia elétrica que devem ser perseguidas:

- I - A exportação de energia elétrica não deverá afetar a segurança eletroenergética do SIN;
- II - A exportação de energia elétrica não deverá produzir majoração dos custos a agentes no setor elétrico brasileiro não envolvidos diretamente com o processo de exportação;
- III - A exportação de energia elétrica deve ser baseada em excedentes energéticos ou em recursos quando não forem necessários energeticamente para o Brasil;
- IV - Os montantes de energia elétrica para exportação serão considerados interruptíveis;
- V - É dispensada a necessidade de lastro contratual para a exportação de energia elétrica;
- VI - As diretrizes devem ser operacionalizáveis pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.15. Desta forma, a abordagem baseada em excedentes energéticos busca limitar os custos e riscos do processo de exportação aos agentes diretamente envolvidos no processo. Em caso contrário, o uso de recursos energéticos

armazenados ou despachados para atendimento ao SIN, ou ainda a incorporação de uma carga estrangeira nos modelos de otimização energética e de formação de preço no Brasil, levaria a um aumento do custo de operação e de preços com influência em todos os agentes setoriais, inclusive nos consumidores brasileiros de energia elétrica.

2.16. De modo semelhante, a abordagem baseada em energia interruptível busca limitar a desotimização energética que ocorreria no SIN derivada da exportação quando da existência de eventos nos sistemas elétricos de cada país, como perturbações ou o término do excedente energético.

2.17. Ocorre que, conforme Procedimentos de Rede, "a modalidade de operação das usinas é definida a partir de análises e estudos de natureza elétrica, hidráulica e energética, em sintonia com os processos do ONS relativos ao planejamento e programação da operação eletroenergética, à pré-operação, à coordenação e controle da usina em tempo real, pelo ONS, e à pós-operação".

2.18. Ocorre que existem usinas que, em função das características de fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica. Essas usinas, classificadas como do tipo II-B em referência à modalidade de operação, são programadas conforme processo da programação diária do ONS, mas devem informar ao ONS as reprogramações em tempo real.

2.19. Há ainda aquelas usinas que, embora individualmente não impactem de forma relevante a operação do SIN, quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em determinada subestação do SIN. Essas usinas, classificadas como do tipo II-C, também são programadas conforme processo da programação diária do ONS, mas, em tempo real, o representante do conjunto deverá informar ao ONS as reprogramações.

2.20. Para além dos aspectos operacionais, as usinas renováveis classificadas nos tipos II-B e II-C, normalmente, recebem subsídios relativos a descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD, respectivamente), que poderiam distorcer as condições competitivas do processo de exportação de energia elétrica e, até mesmo, aumentar o valor desses subsídios aos consumidores de energia elétrica.

2.21. Nesse contexto, que engloba excedentes energéticos renováveis, limitações na programação e na operação em tempo real e a existência de subsídios, e tendo em vista a necessidade de tratamento equitativo entre as diferentes fontes de geração de energia elétrica, considerando suas peculiaridades, as instituições do setor elétrico brasileiro discutiram alternativas para o estabelecimento de diretrizes para a exportação de energia elétrica proveniente desses excedentes não-hidrelétricos. Algumas alternativas foram avaliadas, sendo:

I - Negociação bilateral diretamente entre agentes geradores e partes importadoras, a exemplo das diretrizes estabelecidas para usinas termelétricas por meio da Portaria MME nº 418/2019;

II - Excedentes energéticos não-hidrelétricos tratados centralizadamente, associado a mecanismo competitivo para maximização da valoração da comercialização dessa energia elétrica para exportação, com rateio do benefício financeiro entre os potenciais participantes;

III - Excedentes energéticos não-hidrelétricos tratados por grupos

de usinas, associado a mecanismo competitivo para maximização da valoração da comercialização dessa energia elétrica para exportação, com rateio do benefício financeiro entre os participantes, e priorização da exportação pelos grupos de usinas que ofertarem maior lance para exportar.

2.22. Entendeu-se a alternativa (I) adequada do ponto de vista da lógica de mercado e da restrição dos custos e riscos entre os diretamente envolvidos no processo de exportação. Todavia, diferentemente das características das usinas termelétricas tratadas na Portaria MME nº 418/2019, a maior imprevisibilidade e as especificidades operacionais dos empreendimentos de geração com fonte renovável não-hidrelétrica poderiam tornar a proposta pouco efetiva, sobretudo por tratar de excedente energético de complexa apuração em tempo real e de forma individualizada (avaliado por usina).

2.23. A alternativa (II), por sua vez, ao buscar maior possibilidade de operacionalização quanto à apuração dos excedentes energéticos renováveis não-hidrelétricos, introduziu a centralização do excedente energético não-hidrelétrico, cujo direito de comercialização seria submetido a mecanismo competitivo com objetivo de maximizar a valoração dessa energia destinada à exportação. Além disso, previu-se um mecanismo de rateio do benefício financeiro entre os empreendimentos potencialmente participantes do processo de exportação, ou seja, aquelas que poderiam sofrer (e não necessariamente aquelas que sofreram de fato) redução ou limitação de sua geração de energia elétrica por insuficiência de carga no SIN. Ocorre que, para isso, entendeu-se ser necessária a adesão ao mecanismo pelos titulares dessas usinas, de forma a respeitar os contratos existentes, uma vez que a participação também levaria a compartilhamento de riscos entre esses agentes. Isso faria com que houvesse apenas uma parcela das usinas habilitadas a exportar, tornando a operacionalização impraticável do ponto de vista do ONS.

2.24. Por fim, a alternativa (III), além do mecanismo competitivo de que trata a alternativa (II), previu também que os excedentes energéticos não-hidrelétricos fossem tratados por conjunto de usinas ou por ponto de conexão, de forma a buscar a factibilidade da operacionalização pelo ONS. Ocorre que, nessa modalidade, todos os titulares das usinas dos referidos agrupamentos deveriam manifestar interesse em participar do processo de exportação e, além disso, deveriam ofertar lances de preço destinados a reverter parcela do benefício da exportação aos consumidores que pagam subsídios dessas fontes. Todavia, ainda assim, o ONS entendeu ser de complexa operacionalização, ao considerar que podem existir outras fontes de geração no mesmo agrupamento, dificultando a identificação da origem dos excedentes energéticos. Além disso, dada a incerteza da geração dessas usinas, seria dispendiosa operacionalmente a mensuração dos excedentes energéticos em tempo real.

2.25. Desta forma, dificuldades de operacionalização derivadas das características físicas e operacionais das usinas com fontes renováveis não-hidrelétricas impossibilitaram, até este momento, a proposição de diretrizes para a exportação de energia elétrica dos excedentes energéticos provenientes dessas usinas.

2.26. Ressalta-se, todavia, a importância da discussão sobre o tema, inclusive, considerando que, no futuro, aprimoramentos regulatórios poderão disciplinar pagamento de encargo por restrição de operação, do tipo *constrained-off*, desses empreendimentos cuja geração não seja alocável na carga do SIN. Neste caso, os consumidores teriam ônus mitigado com a existência de diretrizes capazes de viabilizar oportunidades de exportação de energia elétrica.

### 3. CONCLUSÃO

3.1. Diante do exposto, verifica-se que há a necessidade de coletar contribuições para viabilizar a exportação de energia elétrica sem devolução destinada a países vizinhos interconectados eletricamente com o Brasil, proveniente de excedentes energéticos transmissíveis de fontes renováveis não-hidrelétricas, sem afetar a segurança eletroenergética do SIN e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação.

3.2. Assim, sugere-se a abertura de Consulta Pública com o objetivo de disponibilizar esta Nota Técnica e colher subsídios sobre o assunto aqui tratado, considerando o papel do MME como formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia, respaldado pelo Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019, que, em seu art. 20, determina competência à Secretaria de Energia Elétrica - SEE do MME de "coordenar as ações de comercialização de energia elétrica no território nacional e nas relações com os países vizinhos", bem como "acompanhar as ações de integração elétrica com os países vizinhos, nos termos dos acordos internacionais firmados".

### 4. REFERÊNCIAS

- 4.1. BRASIL. Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019;
- 4.2. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Integrating Power Systems Across Borders, 2019;
- 4.3. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 418, de 19 de novembro de 2019;
- 4.4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede, 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro, Coordenador(a)-Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico**, em 08/07/2020, às 09:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bianca Maria Matos de Alencar Braga, Coordenador(a)-Geral**, em 08/07/2020, às 09:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Silva de Godoi, Diretor(a) do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**, em 08/07/2020, às 12:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Dairiel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 08/07/2020, às 12:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabiana Gazzoni Cepeda, Diretor(a) do Departamento de Gestão do Setor Elétrico**, em 08/07/2020, às 12:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site



[http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0406477** e o código CRC **4EC5B4A9**.

---

**Referência:** Processo nº 48370.000165/2020-51

SEI nº 0406477