

Mensurando o impacto das mudanças regulatórias propostas para a geração distribuída: o fim da geração remota?

RAMOS, Camila; RABASSA, Marília; RÚBIM, Bárbara; SOUSA, André Conceição de. “Mensurando o impacto das mudanças regulatórias propostas para a geração distribuída: o fim da geração remota?”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 24 de setembro de 2019.

A geração distribuída vem exatamente em linha com essas tendências. Em 2012 o Brasil deu seu primeiro e certo passo em direção ao que certamente será o futuro da energia elétrica, instituindo a Resolução Normativa 482, que rege o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, possibilitando que a geração distribuída (GD) nascesse no país.

Por meio dela, consumidores passaram a poder gerar sua própria energia, por meio de fontes renováveis e geradores mais próximos dos centros de carga. Além de receber os créditos da energia excedente em sua conta de luz, os prosumidores – como se convencionou chamá-los – se tornam verdadeiros agentes da democratização do setor elétrico, contribuindo para uma matriz elétrica mais resiliente, renovável e diversificada. A energia consumida e gerada por eles – majoritariamente da fonte solar fotovoltaica – além de limpa, é também competitiva e produzida no verdadeiro horário de pico, auxiliando o setor elétrico brasileiro de formas que são ainda pouco valoradas.

As pessoas aderem à GD com base na economia que ela as proporciona, mas também na influência de outras pessoas. Esta combinação de redução de custo e relacionamentos interpessoais cria a curva “S” de adoção da GD, que será similar a de outros bens de consumo. A velocidade da difusão da tecnologia aumenta assim que barreiras institucionais e de infraestrutura diminuem.

Nesse sentido, a REN 482, sobretudo em sua versão revisada pós 2015 e 2017, representou verdadeiro avanço do país rumo ao futuro da energia. Desde então, as unidades consumidoras com GD passaram de 520 kW provenientes de 13 unidades em 2012 – o equivalente a 0% da matriz elétrica brasileira naquele ano – para 1.240 MW provenientes de 102.000 unidades em agosto de 2019. Apesar de ainda representar somente o equivalente a 0,73% da matriz elétrica brasileira hoje, não há dúvidas de que as condições definidas tem ajudado a pavimentar o caminho para a transição energética, gerando negócios e empregos para a economia brasileira e movimentando pelo menos R\$ 2 bilhões de investimentos em novos projetos de geração distribuída solar só em 2018 – em 2019 este valor será pelo menos duas vezes maior.

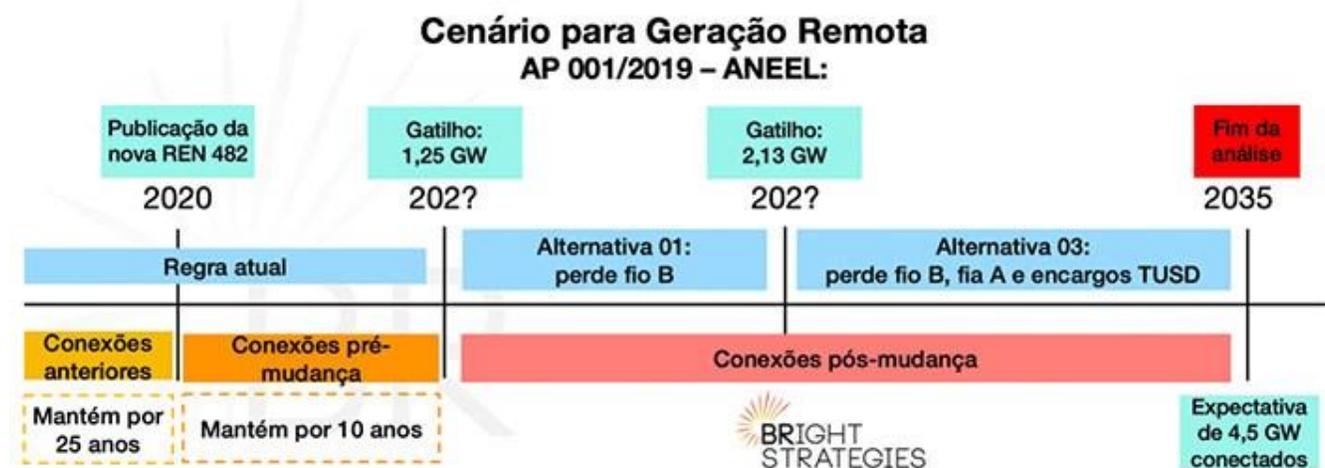
Apesar de tudo isso, a geração distribuída vive hoje verdadeira encruzilhada. A REN 482, hoje referência internacional em regulação de medição líquida, passa por nova revisão – anunciada desde novembro de 2015. O processo atual tem uma missão extremamente complexa: avaliar a continuidade ou não da compensação de energia tal qual temos hoje, a partir da quantificação do impacto da compensação integral do kWh da GD – cada 1 kWh gerado pela GD hoje compensa 1 kWh utilizado da rede elétrica pela unidade consumidora participante do sistema de compensação.

Como é de se imaginar, tal análise perpassa um conjunto de variáveis de alta complexidade. A fim de contribuir com o debate com números atualizados, a CELA Clean Energy Latin America, empresa de assessoria financeira e consultoria estratégica no setor de energias renováveis, e a Bright Strategies, consultoria voltada a prover assessoria jurídica regulatória para projetos de energias renováveis no setor elétrico, avaliaram o impacto financeiro nos projetos de GD desenvolvidos em 28

das principais áreas de concessão do país, que seria resultante das mudanças sugeridas ao sistema de compensação pela NT nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, parte da AIR 001/2019 da ANEEL, sintetizadas abaixo:



Conforme mostrado na imagem acima, para a geração junto à carga a proposta trazida pela Agência na Análise de Impacto Regulatório é de que haja somente uma alteração. Contudo, para a geração remota, a previsão é de que se tenha dois gatilhos – e, portanto, duas alterações. Isso significa que, nos projetos em que há geração remota, a maior penetração da GD representa também, pela proposta prévia apresentada pela ANEEL, uma desvalorização cada vez maior do crédito de energia produzido pelo consumidor.

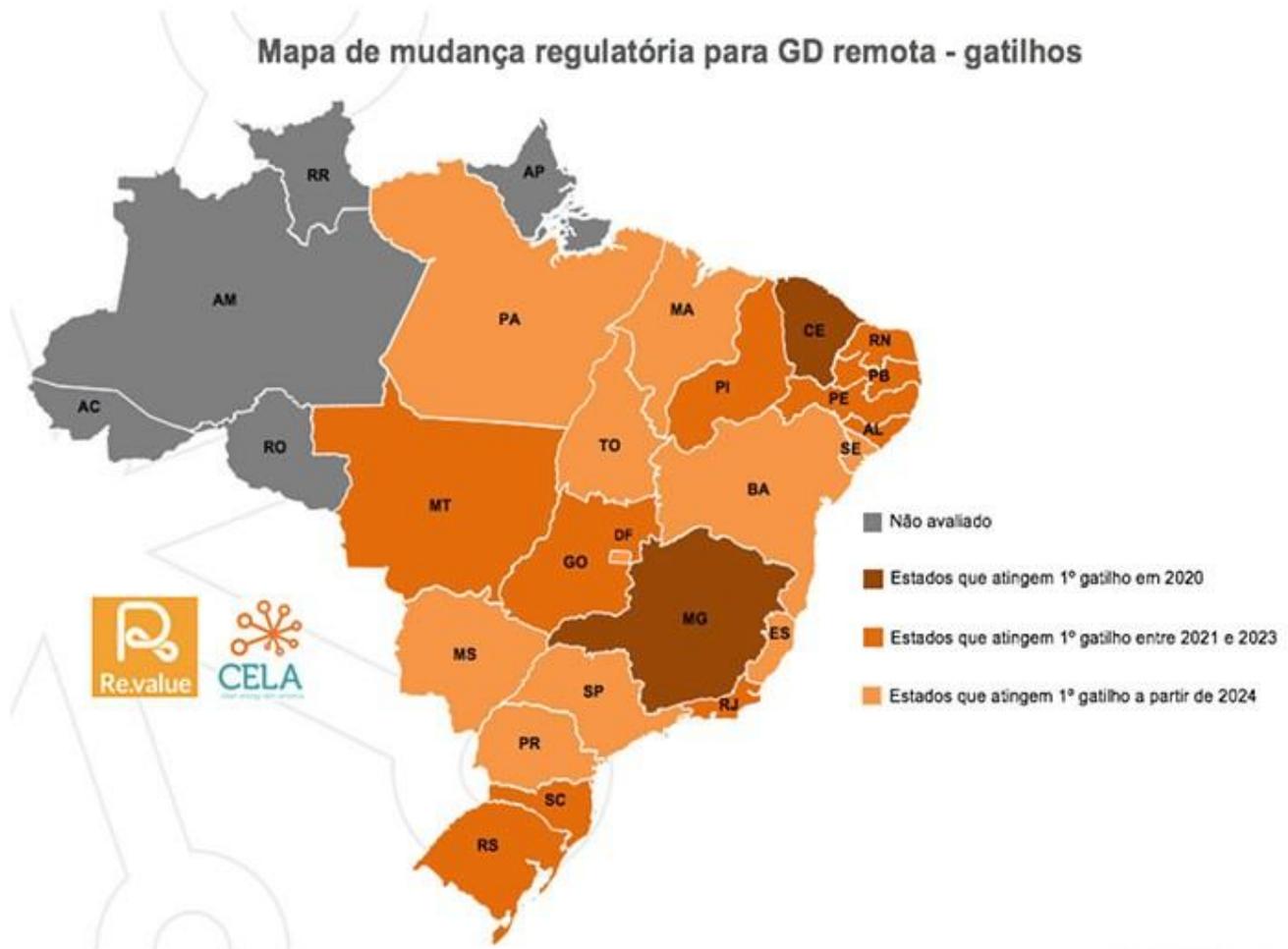


Para a análise, a CELA utilizou seu software de análise de viabilidade financeira de projetos de GD, o Re.value, plataforma que calcula a viabilidade da GD solar tanto para os consumidores de energia como para as empresas instaladoras do projeto de GD, fazendo com que a análise de cenários seja mais completa. Além disso, a CELA realizou uma projeção do mercado de GD para os próximos anos a fim de identificar quando seriam atingidos os “gatilhos” de alteração de regulação para cada distribuidora. A análise contou, ainda, com inputs regulatórios e de mercado da Bright Strategies.

Para permitir uma análise mais adequada à realidade dos projetos desenvolvidos no país, a avaliação considerou dados de mercado para um projeto “padrão”, com entrada em operação no início de 2020 até 2025. Estes cenários exemplificam o que acontecerá com a viabilidade dos projetos de GD logo no primeiro ano de mudança regulatória, e em 2025, quando o custo dos projetos deve ser significativamente menor porém o impacto da mudança regulatória deve ser mais forte, uma vez que o projeto será impactado pelos cenários da mudança logo em seus primeiros anos em mais áreas de concessão. E, em ambos os cenários, os resultados são reveladores.

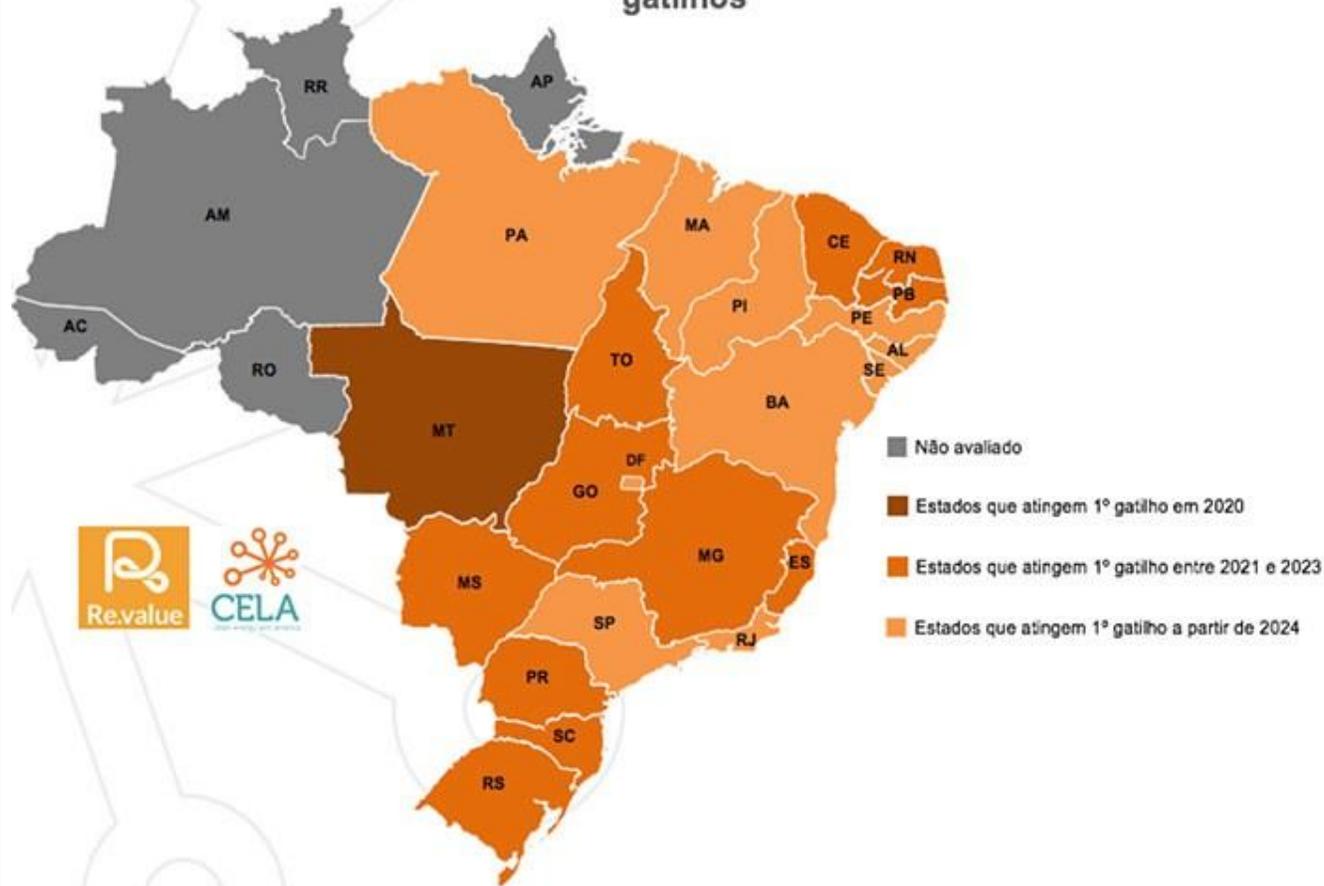
Dentre os principais destaques da projeção de capacidade instalada de GD, temos as distribuidoras CEMIG, ENERGISA MG e ENEL CE, que – por uma conjunção de dois fatores, alta penetração da

GD e tamanho de seu mercado regulado – atingirão o 1º “gatilho” para a mudança de regulação para GD remota já em 2020.



Na geração local, a ENERGISA MT atingirá o “gatilho” para GD local em 2020, sendo seguida, em 2021, pela CEMIG, ENERGISA MG e RGE. Para as demais distribuidoras, as alterações regulatórias viriam entre os anos de 2022 e 2025 para GD local e entre 2022 e 2027 para o 1º “gatilho” da GD remota.

Mapa de mudança regulatória para GD junto à carga - gatilhos



A ANEEL sinalizou 6 alternativas possíveis (de 0 a 5) para alteração na compensação de energia. Nesta análise, consideramos os seguintes cenários:

- Geração junto à carga e remota: alternativa 0 – compensação integral é mantida por 10 anos caso o projeto seja conectado / entre em operação e o primeiro gatilho ainda não tenha sido atingido (verdadeiro para a maioria dos projetos quando se usa a premissa de que entrarão em operação em janeiro de 2020);
- Geração junto à carga (A): após o atingimento do gatilho indicado, passa-se à alternativa 1, com a perda da compensação do Fio B (cenário sugerido pela ANEEL na AIR, conforme imagem mostrada anteriormente);
- Geração remota (A): após o atingimento do segundo gatilho indicado pela ANEEL, adoção da alternativa 3, com a perda da compensação do Fio B, Fio A e TUSD Encargo (pois foi a alternativa sugerida pela ANEEL na AIR)
- Geração remota (B): após o atingimento do segundo gatilho indicado, adoção da alternativa 5 – perda da compensação do Fio B, Fio A, TUSD Encargo, TUSD Perdas e TE Encargos (recentemente apresentada pela ANEEL em eventos setoriais).

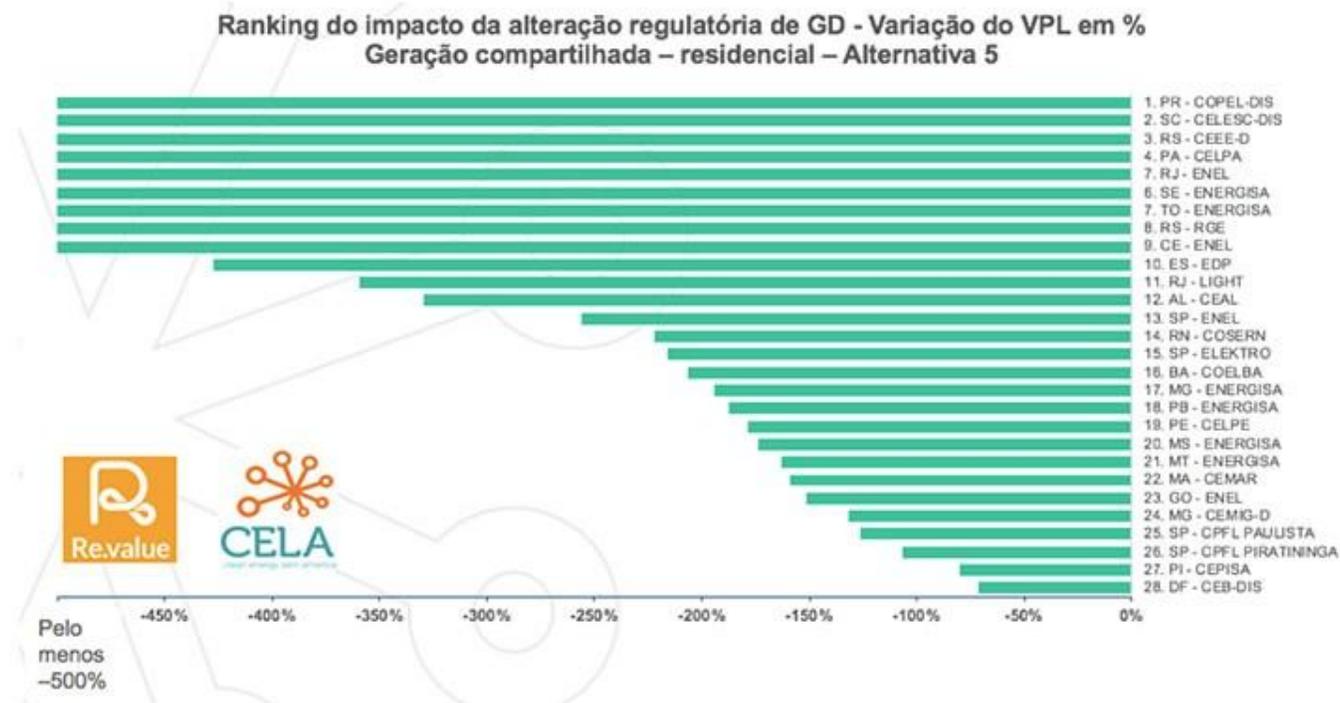
Conforme esperado, a utilização de sistemas fotovoltaicos por **consumidores de baixa tensão** para **geração junto à carga (A)** seria a menos impactada com as alterações propostas. Em suma, esses projetos permaneceriam viáveis nas áreas de concessão onde hoje já são viáveis (com VPL – valor presente líquido – do consumidor positivo). A manutenção da viabilidade, contudo, não significa que este mesmo consumidor de GD não seria impactado negativamente: as mudanças propostas tornariam a GD junto à carga menos atrativa, reduzindo o VPL do consumidor em até 26%. Para consumidores comerciais e industriais de baixa tensão (**B3**) no mesmo modelo de compensação (geração junto à carga) e produto (compra de sistema FV), os resultados seriam os menos impactados com as mudanças propostas pela AIR, pois neles há maior grau de simultaneidade (estimada em 76%) entre a geração e o consumo, de tal forma que uma menor parcela da geração é afetada pela mudança. Mesmo assim, estes projetos seriam impactados negativamente, com VPL reduzido em até 12%.

Por outro lado, os modelos de GD com **compensação remota** seriam extremamente impactados,

com a consequentemente inviabilização de seu desenvolvimento em diversas áreas de concessão. Para esses cenários, e tendo em vista que a geração remota tem a importante característica de viabilizar o acesso à GD aos consumidores sem recursos próprios ou sem espaço para instalação de um sistema FV, foi feita a análise considerando-se um modelo de locação de quota-partes da usina, com base no VPL do projeto. Dessa forma, assumiu-se que há um desconto de 10% sobre a tarifa compensada para o consumidor de energia, que mantém o incentivo para aderir à GD e o impacto da rentabilidade fica com o proprietário do ativo de GD (empresas de energia, instaladores, etc).

Projetos de aluguel na modalidade de **autoconsumo remoto** para consumidores B3 seriam automaticamente inviabilizados (VPL negativo) em 3 concessões caso a alternativa 3 fosse adotada. Caso a alternativa 5 fosse adotada e os projetos entrassem em operação em 2025, projetos seriam inviabilizados em 22 das 28 concessões analisadas.

Projetos de locação na modalidade de **geração compartilhada**, que permitem uma verdadeira democratização do acesso à GD, seriam inviabilizados – com VPL do projeto negativo – em praticamente todas as concessionárias. Para **consumidores residenciais**, caso a alternativa 3 fosse adotada, projetos só seriam viáveis em 5 concessões. Caso a alternativa 5 fosse adotada, só seriam viáveis em 1 das 28 concessões analisadas. Para **consumidores B3** (como os comerciais), caso a alternativa 3 fosse adotada, só seriam viáveis – com VPL de projeto positivo em 6 áreas de concessão. Caso a alternativa 5 fosse adotada, projetos só seriam viáveis em 2 áreas de concessão. Já para **consumidores A4**, nenhum projeto seria viável, todos tendo VPL do projeto negativo, nas alternativas 3 ou 5.



Com base nesses resultados, podemos concluir que, caso as alternativas recomendadas pela ANEEL na AP 001/2019 sejam adotadas (perda do Fio B- alternativa 1 – para projetos junto à carga e perda do Fio A, Fio B e Encargos da TUSD – alternativa 3 para projetos remotos), o avanço da geração distribuída no país ficaria comprometido. Teríamos, neste cenário, a inviabilização da geração compartilhada para todos consumidores em 82% das concessões analisadas, e do autoconsumo remoto em 16% das concessões analisadas. Além disso, os projetos junto à carga sofreriam com perda de grande parte de sua rentabilidade.

Caso a alternativa 5 seja adotada para projetos remotos (perda do Fio B, Fio A, TUSD Encargo, TUSD Perdas e TE Encargos), o impacto seria ainda mais devastador: se inviabilizaria a geração compartilhada para todos os consumidores cativos em 93% das concessões analisadas, e o autoconsumo remoto em 79% das concessões analisadas.

As análises realizadas mostram que, em todos os cenários, a consequência direta é a desaceleração da difusão da tecnologia fotovoltaica e, mais do que isso, a desaceleração do crescimento da própria geração distribuída no país, pela queda da atratividade financeira do projeto ou mesmo sua completa

inviabilidade.

Mesmo nos cenários (como na GD junto à carga) em que se mantém – ainda que prejudicada – a viabilidade financeira do projeto, o efeito das alterações será negativo. Isso porque a queda da atratividade econômica gera um efeito cadeia, de difícil mensuração nesta análise ou mesmo nas que estão sendo conduzidas pela ANEEL. Ao se reduzir a economia do consumidor local, o montante de financiamento a que ele será elegível para a instalação do sistema também será reduzido, uma vez que atualmente as instituições financeiras consideram o montante de economia como o teto da parcela do financiamento, por exemplo. Ou seja, menos economia, menos financiamento concedido, e, por sua vez, ainda menos adotantes.

Com menos disponibilidade de financiamento, e praticamente sem alternativas de modelos de negócios capazes de permitir que a GD cresça por outras formas (uma vez que o modelo de locação também resta quase que inviabilizado em grande parte do país), a ANEEL corre o risco de transformar a REN 482, hoje referência mundial em medição líquida, num grande retrocesso para o setor – antes mesmo da GD atingir 5% de penetração da matriz elétrica brasileira.

Neste cenário, todos perdem: a Agência fica distante de alcançar o equilíbrio e a sustentabilidade que ela tanto propaga, e o consumidor vê restringidas as poucas oportunidades que possui de ser de fato um agente ativo no setor elétrico.

André Conceição de Sousa, Camila Ramos e Marília Rabassa são da CELA Clean Energy Latin America. Bárbara Rúbim é da Bright Strategies