

**Topo do ranking**  
Nordeste tem 82,6% da capacidade instalada das fontes solar e eólica no país **G4**



**Infraestrutura**  
Leilões de transmissão podem movimentar R\$ 80 bilhões **G6**

**50 anos**  
Para Fabio Feldmann, projeto de Itaipu, hoje, seria inviável **G5**



**Valor G**  
Quarta-feira, 31 de maio de 2023

# Especial

## Energia

**Cenário** Brasil tem potencial para ser líder em energia limpa, mas precisa de infraestrutura e manter suas hidrelétricas e térmicas saudáveis

# Transição energética atrai investimentos bilionários ao país

**Roberto Rockmann**  
Para o Valor, de São Paulo

Com mais de R\$ 250 bilhões em investimentos previstos nos próximos cinco anos em geração, distribuição e transmissão, o setor elétrico tem o potencial de liderar o Brasil em um mundo que vive a transição energética. Com mais de 90% da matriz elétrica composta por energia renovável e a potencial abertura do mercado livre, oportunidades bilionárias atraem diversos players. Hidrogênio verde, geração distribuída solar e transmissão hoje são os três segmentos que mais têm movimentado negócios. Em paralelo, há uma agenda regulatória que terá de desatarraxar para que esse potencial se concretize.

Investimentos em renováveis alcançam novo patamar. O diretor geral da Agência Internacional de Energia, Fatih Birol, anunciou que neste ano deverão ser investidos US\$ 1,7 trilhão em fontes limpas no mundo, comparados a US\$ 1 trilhão em fósseis. "Há cinco anos, havia uma divisão entre as duas", disse. É nesse contexto que o Brasil poderá ganhar destaque.

A conexão à rede se tornará cada vez mais importante. A Lei 14.120, que remanejou recursos no setor elétrico para permitir a redução de tarifas de energia elétrica, criou uma fila de 200 GW em projetos que buscaram subsídios na conexão para outorgas solicitadas até março de 2022. Para se ter uma ideia, em 100 anos, o país adicionou 200 GW de capacidade instalada. Nessa fila de projetos, há desde especuladores a empresas com empreendimentos avançados. O governo federal estuda uma solução para resolver a questão. Nesse cenário, reforçar a interligação do sistema se tornou prioridade — mais de R\$ 80 bilhões em investimentos em seis leilões entre 2023 e 2025 poderão ser realizados. "Os leilões de transmissão passam a ser ainda mais importantes no planejamento das empresas e do setor", diz a diretora regulatória da Auren, Priscila Lino.

A transformação da matriz elétrica brasileira, com avanço de fontes variáveis, como eólicas e solares, traz outras reflexões. Um dos temas presentes nos aperfeiçoamentos regulatórios é a valorização dos atributos das fontes e dos requisitos de flexibilidade para a operação do sistema, visando adoção do mecanismo de formação de preço por oferta, diz Romário Batista, pesquisador do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV-Ceri). O avanço das variáveis e da geração distribuída solar abre discussão sobre mecanismos de resposta da demanda e de tarifas horárias para os consumidores, de forma que possam responder mais rapidamente a cenários de preços.

Esse crescimento de fontes dependentes de fatores climáticos faz ainda o setor discutir benefícios que hidrelétricas e térmicas podem dar ao sistema. No fim da tarde e início da noite, quando já não há mais geração de energia

solar, por exemplo, há um aumento da carga demandada das usinas movidas a força da água ou de combustíveis fósseis.

"Essa rampa de carga é como se todos os aparelhos de ar condicionado e chuveiros fossem ligados a todo o tempo. Nesse momento, quando os reservatórios estão cheios, se podem usar as hidrelétricas; caso não, seria preciso térmica", diz o diretor geral do Operador Nacional do Sistema (ONS), Luiz Carlos Ciochi.

Para Eduardo Sattamini, diretor-presidente da Engie Brasil, a sustentabilidade econômico-financeira das hidrelétricas — que, segundo ele, tornaram-se a "bateria" do sistema elétrico — é fundamental para uma transição energética eficiente. "Há inúmeros serviços essenciais para manutenção do sistema que são realizados de maneira gratuita pelas usinas hidrelétricas, como, o auto-restabelecimento parcial. Esse serviço é crítico para o sistema porque garante a retomada de fornecimento de energia depois de apagão".

Outra discussão premente é a abertura total do mercado livre, ideia que vem sendo discutida há mais de duas décadas e jamais foi implementada. O tema coincide com o avanço da descentralização da matriz. A potencial ampliação do mercado livre e a autoprodução têm sido um impulsionador dos projetos renováveis, sejam de fontes centralizadas ou não, o que também atrai novos players para o setor. A partir de janeiro, todas as empresas consumidoras de alta tensão poderão comprar energia do fornecedor que quiserem.

Como a decisão de se tornar livre tem de ser anunciada para a distribuidora com seis meses de antecedência, muitas indústrias já começam a buscar informações.

**"Os leilões de transmissão passam a ser ainda mais importantes no planejamento das empresas"**

*Priscila Lino*

**"O mercado potencial para geração distribuída é de cerca de 13 milhões de consumidores"**

*Matheus Nogueira*

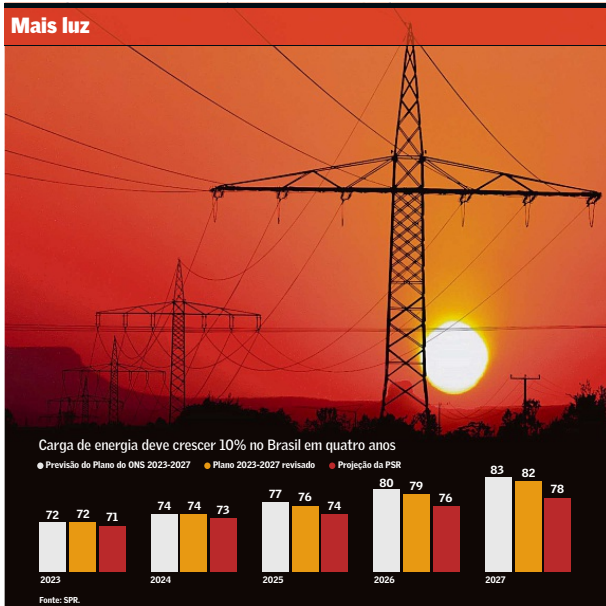
"Estamos recebendo consultas para migração no ambiente de contratação livre e o nosso foco é avançar cada vez mais neste mercado", diz Frederico Saliba, VP de power da Raizen, que lançou recentemente a marca Raizen Power para ganhar espaço nos mercados livre e de geração solar distribuída.

O movimento atrai outros pesos pesados que não tinham a eletricidade como foco. A Vibra, que adquiriu a comercializadora de energia elétrica Comerc, também busca ganhar espaço nesses mercados. "O mercado potencial para geração distribuída é de cerca de 13 milhões de consumidores, dos quais grande parte já são clientes da Vibra, que realizam transações em nossa rede de postos todo mês. O perfil do cliente de GD é essencialmente residencial, pequenas empresas ou propriedades rurais, conectadas à rede elétrica em baixa tensão", diz Matheus Nogueira, VP de geração distribuída da Comerc.

Grandes consumidores também analisam oportunidades, o que aponta que a liderança do setor ainda é incerta. As operadoras de telefonia Vivo e Claro têm investido no setor elétrico. Com uma base de clientes pulverizada em milhões de clientes Brasil a fora e negócios que envolvem conectividade, o interesse inicial tem sido em oferecer, em projetos-piloto, soluções de geração distribuída solar. "Atuamos como hub de energia, em parceria com vários geradores de fontes renováveis", afirma Hamilton Silva, diretor de Infraestrutura da Claro. O modelo é de terceirização, sem investimentos próprios. "Este é o primeiro programa de venda de energia renovável para os clientes de telecom voltado para pessoa física", afirma.

A eletrificação da mobilidade também é destaque. A Enel, que investe no Brasil principalmente em distribuição e geração renovável, busca desenvolver o segmento de ônibus elétricos — a cidade de São Paulo, é alvo, diz o presidente do grupo, Nicola Cotugno. O setor de transporte e o desmatamento são os maiores emissores de poluentes globais no Brasil, enquanto em boa parte do mundo é o energético, dependente de carvão.

Na distribuição, o ponto nevrálgico é o processo de renovação de contratos que concentram cerca de 60% do mercado. Os grupos Enel, CPH, Neoenergia e EDP respondem por 81% do mercado com contratos a vencer, segundo análise de Diogo Romeiro, pesquisador no FGV Ceri. A consulta pública sobre as regras deve ser aberta em junho. Para Joisa Dutra, diretora do FGV Ceri, a pergunta relevante em relação à conveniência de licitar ou renovar a concessão de distribuição é como adaptar o contrato ao cenário de transformação do setor, ou seja, qual é o modelo contratual adequado para enfrentar desafios do futuro em um setor que vive sob o prisma da descentralização, digitalização, descarbonização e democratização com o empoderamento do consumidor.



## Levamos a energia que transforma o futuro

Nós, da Evtoltz, celebramos cinco anos de uma história escrita com transparência, responsabilidade e respeito aos públicos externos e às nossas pessoas.

Por meio de inovação, tecnologia e eficiência operacional, trabalhamos diariamente para garantir a transmissão da energia que chega até você de forma segura e sustentável.

Obrigado por compartilhar conosco mais um marco nessa jornada, que tem como objetivo levar a energia que transforma o futuro.



**Alta tensão** Associação estima que apenas 5% das 201 mil unidades consumidoras aptas para o novo modelo permanecerão com contratos com distribuidoras

# Ingresso no mercado livre poderá garantir pelo menos 15% de economia

Sérgio Ruck Bueno

Para o Valor, de Porto Alegre

Animadas com expectativas de economizar pelo menos 15% nas contas de luz e garantir preços previsíveis ao longo dos contratos, milhares de empresas preparam-se para ingressar no mercado livre de energia a partir de janeiro de 2024, quando unidades consumidoras de alta tensão com potência contratada abaixo de 500 kW poderão participar desse ambiente de comercialização. Somente na indústria, 44 mil estarão aptas e 24 mil delas — sendo 95% de médio porte — já disseram em pesquisa da Confederação Nacional da Indústria (CNI) que pretendem fazer a migração, diz o gerente de energia da entidade, Roberto Wagner Pereira.

Se a previsão for confirmada, o número de consumidores industriais que contratam a energia diretamente das geradoras e comercializadoras vai mais que triplicar. Hoje o modelo é adotado por apenas 10,5 mil empresas, que representam 2,2% do total de indústrias do país, mas supre 87% do consumo do setor, especialmente em segmentos como alumínio, siderurgia, cimento, papel e celulose e automotivo. A estimativa da CNI é que a empresa que aderir ao mercado livre economizará, em média, de 15% a 20% nas contas de luz.

Conforme a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), apenas 32,2 mil unidades consumidoras de todos os setores — ou 3,7% do total do país, incluindo as residenciais — estão no ambiente de contratação livre, mas respondem por pouco mais de um terço do consumo nacional. A instituição está avaliando o potencial de novas adesões, mas avalia que o maior número virá das áreas de serviços, comércio e alimentos, como já ocorre hoje, afirma Marcelo Loureiro, membro do conselho de administração da CCEE.

A Frumar, processadora e distribuidora de pescados com sede em Porto Alegre e unidade industrial em Tijucas (SC), é uma delas. Vai



Emerson Krummenauer, da Frumar: "A energia representa 25% do nosso custo industrial, e o valor economizado vai para investimentos em tecnologia"

migrar para o mercado livre com um contrato de cinco anos a partir de 2024, em busca de 25% de redução no gasto atual de R\$ 650 mil por ano, além do suprimento somente a partir de fontes renováveis e limpas, como solar, eólica e pequenas centrais hidrelétricas.

"A energia representa 25% do nosso custo industrial, e o dinheiro economizado vai abastecer um fundo que criamos para investir em máquinas e tecnologia", diz Ederson Krummenauer, diretor da empresa, que tem capacidade para processar mil toneladas por mês.

A BCBF, fabricante de copos, talheres e produtos descartáveis para festas, é mais otimista e prevê uma redução de até 35% na conta de energia da fábrica de Resende (RJ) com a migração de 100% da demanda da unidade em 2024. Segundo o CEO da companhia, Rica Mello, outro atrativo é a previsibilidade dos preços, e metade do dinheiro poupado deverá ser investido em inovação e equipamentos.

Já o grupo Sabin, de medicina diagnóstica, pretende contratar no mercado livre pelo menos 80% do consumo das unidades de Manaus (AM), Anápolis (GO) e Ribeirão Preto (SP), em linha com a agenda ESG da empresa e com expectativa de reduzir de 15% a 20% a fatura de energia dessas operações, afirma o diretor técnico Rafael Jácomo.

Para o presidente executivo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), Rodrigo Ferreira, com a nova regra de adesão, determinada em 2022 pelo Ministério das Minas e Energia, não mais do que 5% das 201 mil unidades consumidoras de alta tensão no Brasil permanecerão no mercado livre, suprido pelas concessionárias. Ele espera que a migração não ocorra no primeiro ano, mas em um prazo mais dilatado.

Segundo Ferreira, 106 mil unidades consumidoras de alta tensão têm carga inferior a 500 kW,

mas aproximadamente um terço delas já adotou sistemas de produção distribuída (autogeração) e dificilmente migrará logo após a possibilidade entrar em vigor.

Ele lembra que em 2022 o mercado livre proporcionou uma economia recorde de R\$ 41 bilhões para os grandes consumidores, além de garantir energia 100% renovável que oferece vantagens em mercados onde estratégias de desenvolvimento sustentável são mais valorizadas. Por isso, ele defende a abertura total do setor, inclusive para os consumidores de baixa tensão — formados por residências e pequenas empresas — que poderiam reduzir suas contas em até 19%. A estimativa é que isso possa ocorrer entre 2026 e 2028.

Na comercializadora e geradora 2W Ecobank, que também oferece soluções financeiras, o número de empresas que buscam energia no mercado livre cresceu três vezes, para 204, de janeiro a

abril deste ano ante o mesmo período de 2022, puxado por clientes de pequeno e médio porte com faturas de R\$ 20 mil a R\$ 30 mil por mês que se preparam para migrar em 2024. Desde outubro passado, 58% da demanda corresponde a indústrias, em segmentos como alimentos, cerâmica, plásticos, móveis e têxteis. Depois vêm serviços, com 24% de participação e destaque para hotelaria, e comércio, com 18%, principalmente no segmento de supermercados.

De acordo com o CEO Claudio Ribeiro, as contratações são fechadas por períodos médios de oito anos. Além disso, a empresa instala medidores e cabines de entrada de energia e paga as taxas na CCEE, o que pode diminuir para de 8% a 10% a queda dos preços finais aos consumidores. Ribeiro afirma que os consumidores também querem a conveniência de contar com serviços agregados.

## Hidrogênio verde pode impulsionar porto no CE

Roberto Rockmann

Para o Valor, de São Paulo

Acelerada pela guerra na Ucrânia, a agenda mundial que combina adaptação aos efeitos das mudanças climáticas e descarbonização de processos produtivos abre oportunidades para o Brasil, cuja matriz de energia é baseada em fontes renováveis. Hidrogênio verde é uma nova fronteira que poderá destravar bilhões de reais em investimentos no país — esse mercado poderá movimentar US\$ 200 bilhões em 20 anos, segundo a McKinsey. Um estudo da Bloomberg NEF projeta o Brasil como um dos únicos países capazes de oferecer hidrogênio verde a um custo por quilo inferior a US\$ 1 até 2030.

Um dos impulsionadores do mercado é a União Europeia, que deve realizar no segundo semestre um leilão de contratação do energético. A Alemanha quer contratar € 900 milhões em acordos de dez anos de hidrogênio verde a ser importado de países que não estejam no bloco. O país ainda discute alocar € 3,5 bilhões em novas rodadas de leilões até 2036.

Companhias aéreas alemãs querem ter pelo menos 5% de combustível verde abastecendo seus aviões na próxima década. A UE selecionou o porto de Roterdã como estratégico na importação — o terminal holandês tem participação no porto de Pecém (CE) e já assinou de R\$ 20 bilhões em memorandos de entendimento de investimento com o governo cearense.

Um acordo foi firmado para criar um corredor de ponta a ponta da cadeia de suprimentos do combustível, incluindo produção em Pecém e recebimento e distribuição em Roterdã, para atender à demanda nos Países Baixos e em outros países da Europa. "Já somos tradicionalmente vistos como um portal de acesso à Europa, para vários tipos de produtos. Roterdã e Pecém também podem legitimamente se denominar o portal de acesso ao hidrogênio para a Europa", afirmou o primeiro-ministro do Reino dos Países Baixos, Mark Rutte, na assinatura do acordo.

A tecnologia não movimentou apenas o setor elétrico. No ano passado, a Arcelor Mittal anunciou a aquisição da Companhia Siderúrgica do Pecém por US\$ 2,2 bilhões. Além de ampliar sua produção no Brasil, a aquisição teve na energia um de seus pilares, com a intenção de capitalizar investimentos de terceiros para formar um hub de eletricidade limpa e de hidrogênio verde em Pecém. O hub é uma parceria entre o Complexo Pecém e a Linde, que almeja produzir até 5GW de energia renovável e 900 kt/a de hidrogênio verde em diversas fases. A primeira fase, que a parceria espera concluir ao longo dos próximos cinco anos, tem como objetivo a construção de 100 MW a 150 MW de capacidade de energia renovável.

Potencial de hidrogênio verde e sua exportação também tem levado o setor elétrico a unir forças com a indústria para que o país possa aproveitar a oportunidade e reindustrializar segmentos da economia. "A matriz brasileira precisa ser vista com um olhar global. O esforço do mundo para descarbonização abriu oportunidades para que o Brasil possa monetizar oportunidades", diz a presidente da Associação Brasileira da Energia Eólica (Abeólica), Elbia Gannoum. O Brasil poderia ganhar destaque em aço, alumínio e petroquímicos verdes.

Hoje há três desafios sobre a tecnologia: custo, transporte e certificação. Estimativas de mercado indicam que o hidrogênio cinza, obtido com o uso de combustível fóssil, tem preço de US\$ 2/kg, e o verde deve custar entre US\$ 5 e US\$ 6. "Como o Brasil possui uma matriz energética composta por 85% de energia renovável, os investimentos para a produção de hidrogênio verde nacional poderiam se beneficiar da rede elétrica existente, afinal, 70% do custo de produção do hidrogênio é o custo de energia", diz Camila Ramos, sócia da Clean Energy Latin America.

**106 mil**  
empresas têm carga inferior a 500 kW

## Comercializadoras multiplicam negócios

Mônica Magnavita

Para o Valor, do Rio

A nova fase de expansão do mercado livre de energia do Brasil, prevista para janeiro de 2024, já vem promovendo oportunidades de negócios no país, envolvendo comercializadoras vinculadas a bancos, geradoras, fundos de investimento e empresas de tecnologia. No radar, novos consumidores de alta tensão, que estarão aptos a escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica. Hoje essa flexibilidade é permitida, apenas, para aqueles com demanda superior a 500 kW, que respondem por 38% do consumo de energia nacional. Com a ampliação, que abrirá as portas do mercado livre para todos os clientes de alta tensão, como padarias, gráficas, salão de beleza, o potencial subirá para 48%.

Muitas comercializadoras já estão fechando contratos com consumidores que chegarão ao mercado em janeiro de 2024. "No primeiro trimestre de 2023, firmamos 46 contratos. No mesmo período do ano passado, foram três", diz Roberta Godoi, VP de soluções energéticas da Energisa E lider da (re)energia. O varejo elétrico também entrou na agenda da Engie, que lançou o primeiro e-commerce de energia no mercado livre. A empresa vem fechando contratos para 2024. "Saímos de cem clientes há cinco anos para mais

de mil", Maury Garret, gerente de inteligência de mercado da Engie.

A 2W Ecobank, criada especificamente para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), é um dos exemplos de negócios que crescem nesse novo cenário, com serviços de energia 100% renovável, sustentabilidade e financeiros. "Os novos consumidores são menos sensíveis a preços e mais a produtos, como crédito e serviço financeiro. Fora do Brasil é muito comum ter crédito mais barato vinculado a metas de sustentabilidade", diz Claudio Ribeiro, CEO da 2W Ecobank.

Segundo ele, nem sempre o consumidor se mostra motivado a migrar para o mercado livre, porque a redução de custos de energia para uma pequena empresa não chega a ser relevante, já se a possibilidade vier acompanhada de oferta de crédito vinculada a redução de emissões, como para compra de máquinas mais eficientes no consumo de energia, torna-se mais atrativo. A 2W assinou contrato com Oi a fim de ampliar a

**"Vamos ver anúncio de venda de energia em jornais"**  
Rodrigo Ferreira

venda de soluções para o mercado livre, com foco no varejo.

A digitalização é outro alvo de negócio promovido pelo ACL. Foi com esse objetivo que a Delta Energia, grupo que comercializa 5.000 MW médios por mês — 8% do consumo de energia brasileiro —, criou a Luz em 2022. "Para entrar nesse mercado é preciso ter plataforma 100% digital", diz Rafael Maia, CEO da Luz, fornecedora digital de energia elétrica. Trata-se de mudança relevante em setor predominantemente analógico. O grupo adquiriu a BestDeal Technologies para desenvolver produtos que permitirão aos clientes a gestão do consumo de energia, discriminado por aparelhos.

"A Delta considera importante estar na abertura do mercado de alta tensão para estar preparada para o mercado de baixa tensão", diz Luiz Viana, vice-presidente da empresa. Caso o projeto de lei 414, que abre a possibilidade de migração para o mercado livre de todos os consumidores, seja aprovado, serão mais de 80 milhões de consumidores podendo escolher que energia comprará.

A abertura integral do mercado livre para todos os consumidores tem potencial de atrair bilhões de investimentos em publicidade, diz Rodrigo Ferreira, presidente-executivo da Abraceel, associação das comercializadoras. "Veremos algo parecido com o que ocorreu



Claudio Ribeiro, da 2W Ecobank: serviços financeiros e energia renovável

com o setor de telecomunicações. Vemos ter anúncio de venda de energia em jornais", diz. Isso, Rafael Maia acrescenta: "O consumidor terá relação mais próxima com a energia elétrica e poderá mudar a qualquer momento de uma operadora para outra que trazer mais benefícios para ele." Nesse novo modelo, a confiança

na entrega de energia será crucial para a expansão do mercado livre e para as companhias conseguirem fidelizar clientes. A AES Brasil aposta na capacidade de fornecimento. "Temos vantagem competitiva grande, porque dispomos de 20 mil MW de capacidade instalada", diz Rogério Jorge, vice-presidente comercial da empresa.



## A UHE SÃO SIMÃO COMPLETA 45 ANOS!

A usina localizada na divisa dos estados de Minas Gerais e Goiás colabora com a geração de energia limpa para o país e é parte essencial de seu avanço e crescimento econômico desde 1978.

Além de gerar eletricidade, também movimentamos sonhos, empregos e oportunidades.

Estes 45 anos são resultado de um trabalho em equipe e do comprometimento de cada profissional que passou por aqui.

Olhando para o futuro, seguimos com um robusto projeto de modernização, e nossa usina hidrelétrica, que já é um exemplo de segurança e respeito ao meio ambiente, será ainda mais eficiente, confiável e uma das mais automatizadas do país.

Nós, da SPIC Brasil, continuaremos investindo em inovação e buscando novas fontes para potencializar a energia do Brasil, impulsionando a transição energética para um futuro cada vez mais verde e sustentável.

Saiba mais em:

[www.spicbrasil.com.br](http://www.spicbrasil.com.br)

1978 | 2023  
UHE SÃO SIMÃO

**45**  
ANOS



 SPICBRASIL

 SPICBRASIL

 SPICBRASIL

 **SPIC** BRASIL



Painéis fotovoltaicos instalados no Ceará: condições de geração solar e eólica estão entre as melhores do mundo, mas há restrições na capacidade de escoamento da produção, que precisam ser solucionadas

**Geração limpa** Empresas têm mais projetos previstos para região, mas dependem de infraestrutura para distribuir a produção

# Nordeste concentra 83% da energia solar e eólica do país

**Domingos Zapparoli**  
Para o Valor, de São Paulo

O Nordeste é o grande responsável pela geração eólica e solar fotovoltaica do país. A capacidade instalada, de 28,3 gigawatts (GW), é 82,6% da nacional com as duas fontes de energia. Os nove Estados nordestinos também somam 10 GW em projetos em fase de construção e 79,7% das novas instalações programadas para entrar em operação no país, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), garantindo à região a hegemonia eólica e solar para a próxima década. O potencial nordestino é muito maior. A capacidade de geração eólica e solar já outorgada pela Aneel, ou seja, projetos já autorizados, mas que ainda não possuem suas instalações confirmadas pelas empresas de energia, somam outros 76,2 GW na região.

A expectativa no Ministério de Minas e Energia (MME) é que a instalação de 30 GW de geração renovável e R\$ 120 bilhões em investimentos sejam viabilizados após os três leilões de transmissão de energia da agência previstos para ocorrer em 2023 e 2024. O primeiro deles, programado para 30 de junho, compreende um total de 6,1 mil quilômetros de linhas de transmissão voltadas ao escoamento da energia renovável produzida no Nordeste para os centros consumidores no Sudeste. O segundo leilão, previsto para outubro, interli-

gará a região com o Centro-Oeste e o Sudeste. O terceiro ainda não teve seu edital publicado.

Para investidores, os certames servirão para atender a demanda já contratada. "Há um descompasso entre o planejamento da expansão da transmissão e o crescimento da oferta de geração renovável. Os leilões de 2023 e 2024 vão apenas acomodar a expansão existente até 2030. Vamos precisar de mais infraestrutura para possibilitar novos projetos", diz Lucas Araripe, diretor de novos negócios da Casa dos Ventos, companhia com capacidade de geração de 1,2 GW em operação e 500 GW em construção em projetos no Nordeste.

O Complexo Eólico Rio do Vento, no Rio Grande do Norte, principal ativo da Casa dos Ventos, entrou em operação em 2021 com 504 megawatts (MW) de potência; outros 534 MW estão previstos para os próximos meses. O Complexo Eólico Babilônia Sul, com 360 MW na Bahia, entrou em operação em abril. Estão previstos, ainda neste ano, os inícios das obras de expansão de Babilônia, (mais 553 MW), e

**"Vamos precisar de mais infraestrutura para possibilitar novos projetos"**  
*Lucas Araripe*

Serra do Tigre (RN), com 756 MW eólicos. Ambos devem entrar em operação em 2025, após investimentos de R\$9,5 bilhões.

A Casa dos Ventos também planeja investir em energia fotovoltaica, tornando seus parques geradores híbridos, somando eólica e solar no mesmo empreendimento. "A pretensão é superar 6 GW de capacidade instalada renovável até 2027", diz Araripe.

O primeiro empreendimento híbrido de geração eólica e solar no país foi inaugurado em março, na Paraíba. O Complexo Renovável Neoenergia tem 15 parques eólicos, que somam capacidade instalada de 471,2 MW, e duas plantas fotovoltaicas com potência de 149,2 MW, além de uma subestação e linha de transmissão para a conexão com a rede do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os investimentos somaram R\$ 3,5 bilhões. A empresa ainda ergue o complexo eólico Neoenergia Oitis, na divisa entre Piauí e Bahia, que terá capacidade instalada de 565,5 MW. "Estudamos novos projetos na região, como parques eólicos offshore e produção de hidrogênio verde", diz Laura Porto, diretora de renováveis da companhia.

A Enel Green Power Brasil possui capacidade instalada de 2,5 GW provenientes de parques eólicos no Nordeste. Em outubro, iniciou a construção da fase cinco do parque Lagoa dos Ventos

(PI), que irá acrescentar 399 MW ao complexo que atualmente soma 1,1 GW em operação.

"O Nordeste conta com condições de geração solar e eólica que estão entre as melhores do mundo, mas há restrições na capacidade de escoamento da produção que precisam ser solucionadas", diz Bruno Riga, diretor responsável pela Enel Green Power Brasil. Em janeiro, a Enel iniciou a operação comercial da terceira seção do complexo solar São Gonçalo (PI), que passou a contar com uma capacidade instalada de 864 MW e se tornou o maior parque fotovoltaico da América Latina.

A AES Brasil está em fase de conclusão de dois projetos eólicos no Nordeste que serão operados exclusivamente por mulheres: o Cajuína (RN), com 684 MW, e o Tucano (BA), que disponibilizará 322 MW. Atualmente, a companhia soma 1,44 GW em geração eólica. "Também estamos desenvolvendo projetos solares que somam 272 MW de capacidade que serão instalados de forma híbrida junto aos parques eólicos na Bahia e no Rio Grande do Norte", diz Bernardo Machado Sacic, diretor de desenvolvimento de novos negócios da companhia. Outra frente de expansão renovável da AES Brasil é em hidrogênio verde no Ceará. "Estudamos uma unidade de eletrólise de 2 GW no Complexo de Pecém", afirma Sacic.

## Geração renovável no Nordeste

Região quer ser polo de produção de energia limpa

### Eólica em operação - MW

Bahia	7.565,2
Piauí	3.482,5
Sergipe	34,5
Alagoas	-
Ceará	2.577,8
Maranhão	426,0
Paraíba	765,5
Pernambuco	1.065,9
Rio Grande do Norte	7.647,7

### Eólica em construção - MW

Bahia	2.440,5
Piauí	746,1
Sergipe	-
Alagoas	-
Ceará	112,5
Maranhão	-
Paraíba	345,3
Pernambuco	112,9
Rio Grande do Norte	2.130,2

### Fotovoltaica em operação - MW

Bahia	1.359,5
Piauí	1.465,9
Sergipe	800
Alagoas	3.740,0
Ceará	708,9
Maranhão	2,3
Paraíba	454,2
Pernambuco	414,9
Rio Grande do Norte	366,8

### Fotovoltaica em construção - MW

Bahia	892,4
Piauí	867,2
Sergipe	-
Alagoas	-
Ceará	315,2
Maranhão	-
Paraíba	350,0
Pernambuco	712,4
Rio Grande do Norte	951,6

Usinas solares e eólicas da região somam potência instalada de **28,3 mil MW** e **10,0 mil MW** em construção

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 18/5/23

# Belo Monte precisa garantir mais água para produção

## De quem é

A usina de Belo Monte é administrada pelo grupo Norte Energia

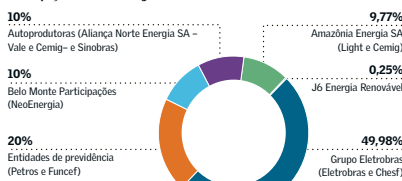


**11.233,1 MW** é a capacidade instalada da usina

**4.571 MW médios** é a garantia física da hidrelétrica

**24 turbinas** operam em Belo Monte

### Participação na Norte Energia



Fonte: Aneel

## Eduardo Geraque

Para o Valor, de São Paulo

A maior hidrelétrica 100% brasileira, além de aguardar a renovação da licença de operação, em análise o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), também precisa garantir mais água para aumentar sua produção de energia. As operações de Belo Monte continuam porque a Norte Energia, sua administradora, entrou com pedido de revalidação no prazo legal, antes de o documento expirar, em novembro de 2021. A autoridade ambiental, contudo, ainda deve demorar para tomar uma decisão. O presidente do órgão, Rodrigo Agostinho, já disse que nenhuma decisão será tomada no curto prazo. Nos gabinetes do Ibama, o debate ambiental está atrelado ao econômico.

A primeira turbina do complexo energético — um colosso de concreto no meio da Amazônia, a cerca de 55 km de Altamira (PA) — opera comercialmente desde abril de 2016; a 18ª foi ligada em novembro de 2019. Em 2022, um ano após a crise hídrica que afetou a

produção de hidrelétricas em todo o país, Belo Monte gerou 4.358 MW médios, abaixo dos 4.571 MW que ela deveria entregar como garantia física (cálculo feito pelos órgãos técnicos do governo federal sobre a produção máxima contínua de energia considerando todos os percalços meteorológicos, como chuvas em excesso e secas).

Para ampliar a produção, precisa principalmente garantir que mais água do rio Xingu, onde está instalada, seja direcionada para suas turbinas. Ou então, que a natureza ajude bastante, como ocorreu no ano passado, quando as chuvas foram generosas — a previsão para o segundo semestre de 2023, porém, é de seca novamente. Também há problemas nas linhas de transmissão — a usina chegou a jogar água fora no ano passado — e por melhorias na gestão de Belo Monte que a Norte Energia afirma estar fazendo. Existem perdas ainda dentro do processo de geração que podem ser reduzidas.

"Usinas hidrelétricas comercializam não a geração efetiva de energia, mas a sua garantia física, atribuída pelo Ministério de Minas e Energia. O número representa a

capacidade do sistema de atender à carga de forma segura e econômica", diz Roberto Brandão, pesquisador sênior do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. A garantia física, ao contrário da geração, é pensada para ser relativamente estável no longo prazo.

A água usada em Belo Monte é desviada do leito principal do rio na região de Volta Grande do Xingu. Ambientalistas e moradores locais, indígenas e ribeirinhos que vivem da pesca, dizem que o trecho vem ficando com menos água do que no passado, com impacto sobre a fauna e flora locais. Se mais água ainda precisar ser desviada, apontam, pode haver mais danos ambientais. O tema está em discussão no processo de renovação da licença.

"Os peixes não têm feito a piracema, pois isso ocorre no início da cheia, que foi artificialmente atrasada pelo empreendimento. Boa parte da vegetação de igapó, que era sazonalmente alagada pelo rio, agora não é mais alagada", diz Camila Ribas, curadora da coleção de recursos genéticos do Instituto Nacional de Pesca-

rias da Amazônia (Inpa). Sem o alagamento, afirma, peixes e traçacás (uma espécie de cágado) deixam de se alimentar de frutos que antes caíam na água, reduzindo suas populações. "Passa a faltar comida e sustento para os moradores locais", diz Ribas.

A Norte Energia afirma que a quantidade de água desviada foi estudada e estabelecida pelo governo e é parte do licenciamento ambiental da usina. Em nota, informou que desenvolve medidas de mitigação e que mantém diálogo com comunidades locais.

No ano passado, o Complexo UHE Belo Monte, formado também pela usina de Pimental, produziu mais de 37 milhões de MWh de energia, um recorde. A venda de energia subiu 7% e o lucro operacional, 15%, para R\$ 1,5 bilhão, mas a Norte Energia teve prejuízo de R\$ 647 milhões em 2022, atribuído à alta da Selic. "Mesmo com baixa geração efetiva no período seco, Belo Monte tem, do ponto de vista comercial, um volume expressivo e estável de energia para vender. É um bom negócio no longo prazo, do ponto de vista estritamente econômico", diz Brandão.



# Hidrelétricas Programas abrem boas oportunidades de negócios para fornecedores de tecnologia

## Usinas ganham eficiência com novo ciclo de modernizações

Genilson Cezar

Para o Valor, de São Paulo

Usinas hidrelétricas obsoletas são páginas viradas nos planos estratégicos das operadoras brasileiras. Programas de modernização das unidades geradoras de energia são cada vez mais intensos, envolvem fábulas de recursos financeiros e de pessoal especializado, e visam, basicamente, tornar as hidrelétricas mais eficientes, mais produtivas e até mesmo aumentar a produção energética no país.

A hidrelétrica de Itaipu, construída em Foz do Iguaçu (PR) em associação com o Paraguai há quase 50 anos, por exemplo, executa desde 2022 um vasto plano de atualização tecnológica, que vai consumir R\$ 666 milhões ao longo dos próximos 14 anos. Inclui a substituição de todos os cabos de força e controle, a construção de centros de sistemas de controle das unidades geradoras e modernização da subestação da margem direita, que conecta Itaipu ao sistema elétrico paraguaio e transmite parte da energia para o Brasil.

"Não é apenas uma alternativa, mas uma necessidade tecnológica que trará também benefícios à operação da usina, permitindo manter a excelência no desempenho da central hidrelétrica", diz Renata de Biasi Ribeiro Tufalé, gerente-executiva do projeto.

Nas usinas Jupia e Ilha Solteira —ambas na divisa São Paulo-Mato Grosso do Sul—, sob concessão do grupo chinês CTG, o projeto de modernização teve início em 2017. Contempla instalação, substituição e reforma de 34 unidades geradoras, construção de um novo centro de operação da geração de energia, e deve consumir investimentos em torno de R\$ 3 bilhões, informa Cesar Teodoro, diretor de

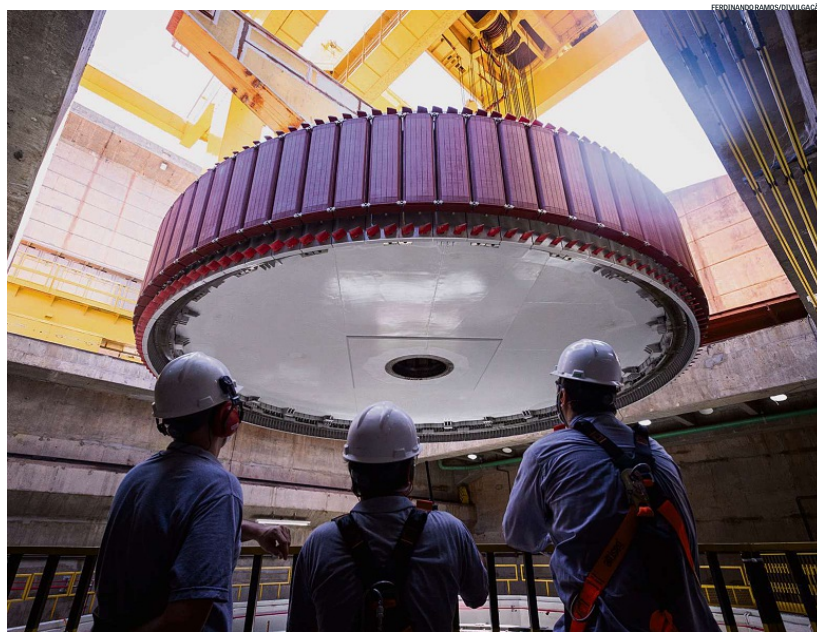
engenharia da subsidiária brasileira. Os benefícios já são palpáveis. "Com 1.551,2 MW de capacidade instalada, a usina Jupia registrou ganho de eficiência nos geradores de 18,3 MW médios", diz.

Todas as usinas da AES Brasil, subsidiária da americana AES Corporation, também já passaram por, pelo menos, um ciclo de atualizações tecnológicas, de acordo com Sérgio Silva, diretor de operações de geração. O projeto prevê a substituição de equipamentos, uso de novas tecnologias nas usinas de Barra Bonita, Bariri e Promissão (SP). Os investimentos somam R\$ 36,5 milhões em 2023.

A modernização das usinas hidrelétricas brasileiras é uma atração do ponto de vista técnico e econômico, e o momento é oportuno para esses empreendimentos, de acordo com estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Um levantamento feito pela EPE com um conjunto de 51 usinas com capacidade instalada total de 50 GW, construídas há mais de 25 anos, mostram que as ações de modernização e de reotimização (melhoria da capacidade produtiva do equipamento) tornam possíveis ganhos de energia no sistema de 520 MW médios.

A Spic Brasil, subsidiária da companhia chinesa State Power Investment Corporation Limited, caminha nessa direção, segundo informa Adriana Waltrick, CEO da empresa, que opera a Usina Hidrelétrica São Simão, na divisa de Minas Gerais e Goiás. A modernização de São Simão começou em 2020 e prevê a digitalização e atualização de todas as unidades geradoras e sistemas auxiliares da usina, inaugurada em 1978.

O investimento deve ultrapassar R\$ 1 bilhão até 2029. A expectativa da empresa é que as ações



Profissionais observam equipamentos na UHE Ilha Solteira, da CTC: grupo chinês reforma 34 unidades geradoras e constrói novo centro de operação

resultem no aumento de confiabilidade e da segurança no fornecimento de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), um total de 1.700 megawatts em seis turbinas. "Há ainda a possibilidade de aumentarmos a produção de energia em São Simão, com obras de reotimização", diz ela.

Maior companhia do setor elétrico do país, a Eletrobras, recentemente privatizada, executa um robusto programa de modernização e atualização tecnológica em diversas usinas. Nos últimos dois anos foram aplicados recursos da ordem de R\$ 1,1 bilhão, em aquisições de equipamentos para modernização e digitalização de hidrelétricas, entre as quais as de Paulo Afonso IV, Sobradinho (ambas na Bahia), Tucuruí (PA) e Porto Colômbia (divisa MG-SP). Mas a empresa pretende aumentar significativamente o seu volume de investimentos, sendo R\$ 6 bilhões em reforços e melhorias de transmissão e mais R\$ 3 bilhões para conclusão da obra de transmissão em andamento, a Transnorte Energia.

A modernização de hidrelétricas representa, além de tudo, boas oportunidades de negócios para os fabricantes de sistemas e de equipamentos para o setor elétrico brasileiro. "É um mercado promissor para as soluções que desenvolvemos em nossa fábrica em Taubaté (SP)", comenta Cláudio Treiger, CEO da divisão hydro da GE Renewable Energy na América Latina, presente atualmente em mais de 40% dos grandes projetos hidrelétricos do Brasil. No momento, a empresa participa de projetos de modernização nas usinas São Simão, da CGT Brasil, e Belo Monte (PA), da NorteEnergia.

## Leilões de reserva têm desafios ambientais

De São Paulo

O governo federal considera a ampliação da oferta de potência das usinas hidrelétricas brasileiras, por meio dos leilões de reserva de capacidade, plenamente natural, mas ainda avalia formas de como superar desafios regulatórios e de natureza ambiental.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) informa em comunicado, o cronograma de desotização das usinas pertencentes à Eletrobras e a previsão de alteração do regime dessas usinas para o Regime de Produção Independente de Energia (PIE), definidos pela Lei 14.182, poderia permitir que os empreendimentos hidrelétricos comercializem sua disponibilidade de potência por meio dos leilões de reserva de capacidade. Em relação aos desafios de natureza ambiental, seria necessário revisar licenças de operação para permitir a maior variação da vazão defluente para modular a produção de energia e entregar maior potência nos momentos adequados. "Somente depois de amplamente discutidos esses aspectos é que o governo publicará as regras do segundo leilão de reserva de capacidade", afirma o comunicado do MME.

A expectativa dos empresários é de total otimismo. Para a Auren, empresa que surgiu da integração dos ativos de energia da

Votorantim e do CPP Investments, não há qualquer impedimento legal à participação das hidrelétricas nos leilões de reserva de capacidade. "A Lei 14.120, promulgada em 2021, que instituiu estes leilões, não especifica a tecnologia de geração a ser contratada, e nem deveria, porque assim possibilita que diversas tecnologias, que atendam ao requisito exigido, possam competir entre si contratando-se aquelas que forem mais baratas para o consumidor", afirma Priscila Lino, diretora de regulatório da Auren.

A empresa confia que o governo vai rever as diretrizes para possibilitar a participação de empreendimentos hidrelétricos. "Esta é uma oportunidade importante, que poderá viabilizar investimentos incrementais em diversas usinas hidrelétricas existentes a um custo bastante competitivo", avalia Lino. "O potencial de contratação pode chegar até 7 mil MW de capacidade instalada", diz ela.

Um dos projetos que a Auren poderia desengavetar, em um novo cenário, de acordo com a

executiva, seria o da concessão da Usina Hidrelétrica de Porto Primavera (divisa SP-MS), adquirida no processo de privatização da Cesp, em 2018. O projeto básico da usina previa quatro unidades de geração adicionais às 14 unidades atualmente em operação, para fornecer energia nos momentos de maior demanda do país. "Estas unidades não chegaram a ser implantadas na época da construção da usina. Juntas, estas quatro unidades podem adicionar 440 MW de capacidade de geração, fornecendo energia limpa e a um custo bastante competitivo para o consumidor", destaca.

A Spic Brasil também avalia que um novo leilão de reserva de capacidade deve realizar no fim deste ano. "Mantemos um diálogo constante com o Ministério de Minas e Energia quanto à inclusão do produto hidrelétrico nos leilões de reserva e de capacidade", afirma Adriana Waltrick, CEO da companhia chinesa no país. Segundo ela, o fornecimento de capacidade é essencial para o Brasil continuar com a crescente inserção de energia renováveis intermitentes como eólica e solar, e manter a necessária estabilidade na operação do sistema interligado brasileiro. "A venda nos leilões pode servir como incentivo para investimentos em projetos de reotimização e ampliação de usinas hidrelétricas existentes", ressalta. (GC)

### Modernização

Hidrelétricas preveem investimentos de R\$ 7,3 bilhões

Empresa	Usinas	Investimento
AES Brasil	Barra Bonita, Bariri e Promissão	R\$ 36,5 milhões
CTG Brasil	Jupia e Ilha Solteira	R\$ 3 bilhões
Eletrobras	Paulo Afonso IV, Sobradinho, Porto Colômbia, Tucuruí, Luiz Gonzaga, Xingó, Apolônio Sales, Furnil, Marimbombo, Itumbiara	R\$ 1,1 bilhão
Engie Brasil Energia	Passo Fundo, Salto Osório, Ponte de Pedra, São Salvador, Itá, Machadinho, Cana Brava, Salto Santiago, Miranda e Jaguará	R\$ 1,5 bilhão
Itaipu Binacional	Itaipu	R\$ 666 milhões
Spic Brasil	São Simão	R\$ 1 bilhão

Fonte: Empresas

## Aos 50 anos, usina de Itaipu é reflexo de outra época

Andrea Vialli

Para o Valor, de São Paulo

Símbolo de uma era anterior à legislação ambiental e à chamada licença para operar, a hidrelétrica de Itaipu chega aos 50 anos como a segunda maior do mundo, capaz de gerar 14 mil MW de energia, responsável por 8,6% do suprimento de eletricidade do Brasil e 86,3% do Paraguai. Embora seja o primeiro projeto de usina remanejada em 1985, o aniversário da usina remete a abril de 1973, quando foi assinado o tratado entre os dois países, colocando um ponto final em uma disputa de fronteira que durava mais de dois séculos e abrindo caminho para a construção do empreendimento, a partir de 1974.

Trar Itaipu do papel significou desapropriar quase 10 mil imóveis rurais e urbanos nos lados brasileiro e paraguaio, remover mais de 60 mil pessoas e alargar uma superfície total de 135 mil hectares, que submergiu partes de oito municípios do oeste do Paraná e as Sete

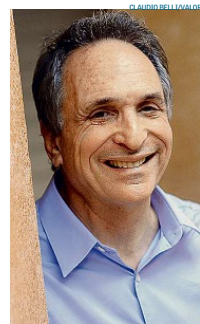
Quedas, conjunto de cachoeiras que eram as de maior vazão em volume de água do mundo. O impacto social e ambiental da hidrelétrica gerou uma grande mobilização, que envolveu agricultores, estudantes e moradores da região que é apontada como a primeira em prol do meio ambiente do Brasil.

O agrônomo Reni Denardi, hoje aposentado, participou dos protestos contra a usina. No início dos anos 1980, ele integrou o Movimento Justiça e Terra dos desapropriados por Itaipu, que reuniu agricultores acampados por mais de 50 dias na entrada do canteiro de obras da usina, em Foz do Iguaçu (PR). Os protestos enfrentaram a dura repressão dos militares. "Era uma situação tensa. De um lado, estavam os agricultores reivindicando compensação por perderem suas terras, e de outro, o Exército com fuzil na mão", conta. Ele também participou do festival Quarup Adeus Sete Quedas, que reuniu 5.000 pessoas em Guaíba, pouco antes das águas inunda-

rem as cachoeiras em 1982. "Chorei muito quando as águas começaram a subir e a submergir as cachoeiras". Em apenas 14 dias, toda a área foi inundada por 29 bilhões de metros cúbicos de água.

Se fosse construída hoje, provavelmente o projeto de Itaipu seria diferente e passaria pelos crivos do licenciamento ambiental, instituído na década de 1980. O primeiro processo de licenciamento de hidrelétrica aconteceu com Tucuruí (PA), inaugurada em 1984. "Itaipu era anterior a qualquer lei ambiental. Se fosse hoje, não seria possível a construir uma usina com essa envergadura, com questões geopolíticas e ambientais complexas, além de ser impossível perder um patrimônio natural como as Sete Quedas", diz o ambientalista Fabio Feldmann, ex-deputado constituinte responsável pelo capítulo dedicado ao meio ambiente da Constituição de 1988.

Apesar do impacto colossal, a hidrelétrica de Itaipu inaugurou alguns protocolos de mitigação



"Itaipu era anterior a qualquer lei ambiental. Hoje, não seria possível" Fabio Feldmann

inéditos à época. Em 1975, foi lançado um plano básico de conservação do meio ambiente, que deu margem para a formulação de projetos de restauração e conservação da fauna e flora da região. Em 1979, a usina começou a implementar seu maior programa de reflorestamento com o plantio, até 1981, de 1,3 milhão de mudas, a maioria de espécies nativas da Mata Atlântica. A chamada área seca, que é a faixa de proteção do reservatório, soma 100 mil hectares e é dividida entre diferentes categorias de conservação, incluindo reservas e refúgios biológicos e áreas de proteção permanente (APP).

No Paraguai, a restauração florestal começou em 1991. As áreas foram reconhecidas pela Unesco como zona núcleo da Reserva da Biosfera nos dois países, que é o nível mais alto de proteção. "No que se refere à pauta ecológica, Itaipu deixou uma herança, já que nem mesmo financiadores como o BID [Banco Interamericano de Desenvolvimento] exigiam na época

compensações ambientais", diz Enio Verri, diretor-geral brasileiro da Itaipu Binacional.

Nomeado para o cargo em março, Verri tem como um dos desafios de sua gestão dar peso estratégico à superintendência de responsabilidade social de Itaipu. A área, onde trabalhou a socióloga e hoje primeira-dama Rosângela da Silva, a Janja, foi esvaziada durante a gestão do ex-presidente Jair Bolsonaro. "Além da garantia do fornecimento de energia limpa, de qualidade e a preço competitivo, minha marca será marcada pela retomada das políticas ambientais e sociais de Itaipu", diz Verri. Estão previstos programas de desenvolvimento local em municípios litorâneos do Paraná e do Mato Grosso do Sul com baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e também um convênio com o Ministério dos Povos Indígenas, que deve ser assinado no mês de junho, com iniciativas de educação e assistência à produção agrícola dos indígenas da região.

**7.000**  
MW é o potencial de contratação

**Infraestrutura** Governo federal pode realizar seis rodadas até 2025, com a primeira já em junho

# Leilões de transmissão podem girar R\$ 80 bi

Roberto Rockmann

Para o Valor, de São Paulo

Uma mudança de paradigma é esperada para os leilões de transmissão a partir deste ano. É uma prova de que a interligação de linhas no sistema nacional se tornou ainda mais importante para o avanço das fontes renováveis de forma descentralizada.

Entre 2023 e 2025, devem ser realizados pelo governo federal seis leilões que poderão movimentar cerca de R\$ 80 bilhões em investimentos, caso seja confirmado o segundo bipolo de transmissão, que conectaria o Rio Grande do Norte às regiões Sudeste e Sul. Os estudos de viabilidade desse empreendimento devem ser concluídos até o fim do ano, o que poderia fazer com que fosse licitado em 2025.

Em 30 de junho, será realizado o primeiro leilão, que deverá licitar nove lotes para a construção e a manutenção de cerca de seis mil quilômetros de linhas de transmissão. A expectativa de investimento é de R\$ 15,3 bilhões, sendo que R\$ 12,27 bilhões se concentrarão em Minas Gerais para escoamento da energia gerada por fontes renováveis. Em outubro, um novo leilão, com cerca de R\$ 20 bi-

lhões, deverá ser realizado. O setor está se movimentando, seja com transmissoras que buscam reforçar sua posição, como Alupar, Eletrobras, Cemig, Engie, seja com empresas que estão querendo ingressar no segmento, como a Auren(ex-Cesp).

Após a capitalização, a Eletrobras quer reforçar sua liderança na área e pretende disputar os lotes a serem ofertados. Com cerca de 70 mil km de linhas de transmissão, equivalente a mais de 40% da rede nacional, a empresa está analisando os lotes a serem licitados. A empresa ficou anos sem participar dos leilões, mas voltou em 2022. "Este é um setor importante e temos conhecimento e liderança", diz o presidente, Wilson Ferreira Jr.

As oportunidades estão também no radar da Auren, que nasceu assumindo os ativos da geradora hídrica Cesp, diversificou seu parque de geração com investimentos em eólicas e solares e agora observa o setor de transmissão. "Estamos avaliando", afirma o CEO, Fabio Zanfelice.

Tradicional players do setor também analisam os leilões. "Estamos animados, a transmissão é ponto nevralgico para a expansão das renováveis", diz o presi-



Wilson Ferreira Jr., presidente da Eletrobras: "Este é um setor importante e temos conhecimento e liderança"

dente da ISA Cteep, Rui Chammas. A empresa também analisa oportunidades no leilão de reserva de potência que pode ser realizado no fim do ano. Se o certame estiver alinhado à neutralidade tecnológica, poderão ser contra-

tadas formas de armazenamento de energia. A ISA Cteep lançou em março o primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala do sistema de transmissão brasileiro. Os sistemas de baterias têm 30 MW

de potência, são capazes de entregar energia de 60 MWh por duas horas e atuam nos momentos de pico de consumo do leilão sul paulista, durante o verão, como um reforço à rede elétrica. O cenário de mudança de pa-

radigma no volume de investimentos, no entanto, traz alguns desafios para as transmissoras, como capital, mão de obra e Epicistas (empreiteiros que entregam a obra pronta), diz o diretor de relações de investidores da Alupar, José Luiz de Godoy Pereira. O maior desafio se refere aos Epicistas, uma cadeia que tem sofrido, primeiro com a Operação Lava-Jato, depois com a pandemia. "Um não sobreviveram, outras enfrentam dificuldades financeiras desde a covid-19. É um desafio maior que capital."

O capital está mais escasso e mais caro, pelos juros altos no Brasil, Estados Unidos e Europa, e com investidores mais reciosos, após as recuperações judiciais de Lojas Americanas, Oi e Light. "Isso deve levar à formação de consórcios entre os participantes, a ágios não muito elevados na disputa e grupos buscarem não obter mais do que dois ou três lotes. Há ainda o desafio do licenciamento ambiental e antecipar as obras, como visto anteriormente, se torna mais complexo", diz um diretor de banco que tem recebido consultas de grupos. Esse cenário também deve privilegiar grandes grupos com estrutura de capital mais fortalecida.

## Áreas isoladas precisam de várias soluções locais

Vladimir Goitia

Para o Valor, de São Paulo

Embora exista uma lei (10.438/2002) que determina universalização do acesso e uso de energia elétrica em todo o território nacional, cerca de 1 milhão a 1,5 milhão de pessoas — a maioria em áreas isoladas da região Norte (Rondônia, Acre, Amazonas, Pará, Roraima, Amapá e Tocantins) — ainda vivem no escuro. A resposta para esse problema, segundo entidades do setor energético e especialistas, precisa vir de soluções locais, como termoeletricas a gás ou óleo, a combinação delas com outras fontes de geração, entre elas biomassa, solar e eólica, ou baterias de acumulação.

O Instituto Acende Brasil aponta que há 271 localidades que não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). São territórios em geral espalhados pela região amazônica, caracterizada por amplas distâncias, difícil acesso, baixa densidade populacional e reduzido consumo de energia.

"Exigiria investimentos que requerem remuneração via tarifas ou de recursos bancados pelo governo federal via subsídios", diz Alexei Vivan, diretor-presidente da Associação Brasileira de Com-

panhias de Energia Elétrica (ABCE). Mesmo que a região Norte abrigue hoje seis das dez maiores hidrelétricas do país (Belo Monte, São Luiz do Tapajós, Tucuruí e Jatobá no Pará; e Santo Antônio e Jirau em Rondônia), levar energia dessas usinas a localidades remotas da região teria custos elevados.

"Conectar essas hidrelétricas a áreas de difícil acesso, tanto do ponto de vista geográfico como topográfico, por meio de linhas de alta tensão, subestações e linhas de transmissão de baixa tensão tem custo muito alto", afirma Felipe Gonçalves, superintendente de Pesquisa da FGV Energia. Para ele, há meios de atender essas regiões de forma mais econômica, com soluções locais que podem se dar por meio de sistemas independentes da rede.

Claudio Sales, presidente do Acende Brasil, tem a mesma opinião. Para ele, a forma de universalizar a eletricidade nessa região deve ser diferenciada em função das características de cada localidade. "Isso não significa que elas tenham sido abandonadas. As distribuidoras têm programas e metas para a redução de unidades de consumo sem acesso à rede elétrica", pondera Gonçalves, da FGV Energia. Tanto é assim, diz

Sales, que a interconexão de algumas áreas da região Norte ao SIN continua ocorrendo.

É o caso de Boa Vista (RR), única capital brasileira fora do SIN. A expectativa é que em 2025 seja concluída a linha de transmissão Manaus-Boa Vista, possibilitando a interconexão prevista para 2015. No caso da região de Parintins (AM), segundo maior sistema isolado, com 300 mil habitantes, a expectativa de conexão é para os próximos meses. Os projetos fazem sentido tendo em vista a concentração da carga que será atendida.

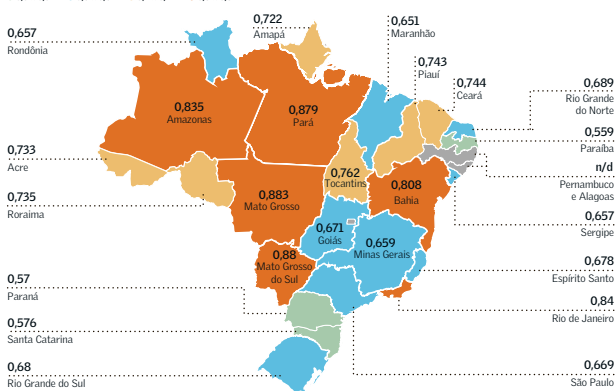
"Com essas interligações, cerca de 25% da população até então isolada passará a ser atendida pelo SIN. Quanto às demais localidades, algumas muito pequenas e distantes, seguirão supridas com diferentes tecnologias, sendo que até o momento a geração a diesel é predominante, com cerca de 60% do total", diz Sales.

Mário Dias Miranda, presidente-executivo da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate), avalia que a partir do crescimento da carga será possível buscar alguma interconexão em ambiente de distribuição. "Somente quando houver sustentação econômica é que a transmissão poderia entrar, res-

### Tarifas médias residenciais

Em R\$/kWh

0,5 a 0,59 0,6 a 0,69 0,7 a 0,79 0,8 a 0,89



Fonte: Anel

peitado o condicionamento ambiental. Foi assim que se deu a interligação brasileira", diz Miranda.

Outra questão elencada por Pará e Rondônia, apesar de serem grandes geradores, é o preço das tarifas nesses Estados. Dados da Anel mostram que a tarifa média residencial no Pará, por exemplo, é de R\$ 0,879 por kWh, enquanto que no Paraná e em Santa Catarina essa tarifa está em R\$ 0,57 e R\$ 0,576, respectivamente. Vivan, da ABCE, diz que a diferença não tem relação com o

custo de transmissão, que, em média, representa cerca de 6,5% das tarifas de energia elétrica paga pelos consumidores.

"A tarifa é resultado dos investimentos necessários para operar, manter e expandir a rede elétrica e o sistema de distribuição de energia, divididos pelo número de consumidores daquela concessionária específica", diz Vivan. Assim, quanto maior a área a ser atendida, maior os investimentos e menor o número de consumidores para dividir a conta, maior será a tarifa.

Para Sales, a diferença de custo não é percebida pelo consumidor no sistema isolado, porque existe a Conta de Consumo de Combustível (CCC), que é paga por todas as distribuidoras e transmissoras de energia para subsidiar os gastos anuais de sistemas isolados. Este ano, a CCC vai custar R\$ 12 bilhões, cobrados de todos os consumidores. "É um número que corresponde a 4,2% da receita bruta do setor elétrico, que se destina a cobrir os custos de geração, transmissão e distribuição para o país todo."

## Modelo de concessões poderá ser revisto

Carmen Nery

Para o Valor, do Rio

O Ministério das Minas e Energia lança, nos próximos dias, a consulta pública que vai levantar contribuições da sociedade para definição do modelo de renovação das concessões das distribuidoras de energia elétrica. A partir de 2025 até 2031, encerram-se, no país, 20 contratos de concessão de distribuição, entre 52 existentes.

Essas 20 concessões atendem a 64% dos consumidores de energia e têm mais de dois terços de todos os ativos e bens de distribuidoras do país, segundo a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee). Das grandes concessionárias, só Copel do Paraná, e Cemig (MG) não têm concessão a vencer.

Para Francieli Jodas, sócia da KPMG líder de utilities de energia, o momento é de inflexão e seria uma boa oportunidade para mudar o modelo de negócios de dis-

tribuição e sistema, que vêm sendo impactados pelas energias renováveis de grande geração distribuída.

"Todo o mundo está querendo gerar sua própria energia e se livrar das distribuidoras. Essa conta ficará para alguém pagar. As distribuidoras estão sem norte e sem saber como terão receitas, além de responderem pela manutenção do grid", afirma. "A contrapartida não precisa ter cunho social, e sim de sustentabilidade do sistema, com inserção de novas tecnologias".

Há três alternativas em análise: renovação, com ou sem pagamento de outorga, e relicitação. Marcos Madureira, presidente da Abradee, diz que as 20 empresas já passaram pelo processo de licitação nos anos 1990 e tiveram contratos de 30 anos, com previsão de prorrogação. Os contratos das demais 33 distribuidoras venceram em 2015. Na ocasião, decidiu-se pela prorrogação por mais 30 anos, sem relicitação. "Mas foram impostas metas rígidas de qualidade e condições

de equilíbrio econômico-financeiro sob pena de caducidade da concessão. Nunca houve relicitação de distribuidora", diz Madureira.

O Ministério das Minas e Energia (MME) afirma que trabalha pela sustentabilidade do setor, mas com um olhar focado na população — e que, por isso, não abre mão de contrapartidas sociais, com aumento dos investimentos nas linhas de baixa e média tensões para melhorar a qualidade dos serviços.

A Abradee destaca que as distribuidoras investem em média R\$ 18,4 bilhões por ano, dos quais 68% estão vinculados a concessões a vencer. É o segmento com maior previsão de investimentos na cadeia da energia elétrica nos próxi-

mos dez anos, alcançando, aproximadamente R\$ 200 bilhões.

Adriano Correia, sócio da PwC Brasil, observa que as regras deveriam ter saído em julho de 2022. As situações mais críticas são da EDP do Espírito Santo, a primeira com concessão a vencer, em 2025, e a da Light, em recuperação judicial e com perdas superiores a 40%, e cuja concessão vence em 2026. "A EDP ES já manifestou interesse em renovar. O governo tem até janeiro de 2024 para dar o parecer. Mas, para isso, ele tem de definir em que circunstâncias aceita. Faltam só sete meses para definir um assunto complexo como esse", alerta.

A Light previa manifestar seu interesse na renovação da concessão até o final deste mês. O MME terá até 18 meses para avaliar e apresentar os termos para que a renovação se concretize. A empresa reforça que espera um novo contrato com condições sustentáveis e entende que a recuperação judicial ajuda a manter a normali-

dade de suas operações.

Correia observa que parte dos investimentos realizados pelas concessionárias ainda não foi amortizada. "Se a concessão não for renovada, o operador teria um valor expressivo a receber, em alguns casos superior a um eventual valor de outorga", diz o consultor da PwC.

Diogo Mac Cord, sócio-líder de infraestrutura e mercados regulados da EY América do Sul, cita a capitalização da Eletrobras, a maior privatização do país, para mostrar como uma relicitação seria desafiadora.

"Foi uma mobilização de capital gigantesca, que levantou R\$ 35 bilhões. Imagine levantar R\$ 105 bilhões — o valor dos ativos das 20 distribuidoras. A relicitação é absolutamente improvável, porque não se conseguiriam ter, nesse prazo de vencimento dos contratos, agentes que pudessem transferir esse montante para as concessionárias atuais", diz.

### Distribuição

Quase dois terços vêm do setor privado

Vencimento da concessão	Distribuidora de energia
2025	EDP ES
2026	Light (RJ) Enel RJ
2027	Neo BA CPFL RGE (RS) CPFL Paulista (SP) Energisa MT Energisa MS Energisa SE Neo RN
2028	Enel CE Enel SP Equatorial PA Neo SP CPFL Piratininga (SP) EDP SP
2030	Neo PE Equatorial MA Energisa PB

### 57 milhões

de consumidores, ou 63% do total, são atendidos pelas 19 concessionárias

### R\$ 122 bilhões

é o total em ativos que elas têm

Fonte: SFR

**20** distribuidoras terão contratos expirados



**Renováveis** Descompasso entre a conclusão dos projetos de geração e os de transmissão, que têm dois anos de diferença, é um dos gargalos

# Expansão solar traz desafios técnicos e de infraestrutura

**Dauro Veras**  
Para o Valor, de Florianópolis

A geração solar por meio de usinas fotovoltaicas, que hoje responde por 4,6% da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), deve ampliar a participação para 8% em 2027, estima o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Este ano, a expectativa do setor é que a geração distribuída (GD) injete no sistema em torno de 8 gigawatts (GW), o equivalente a uma hidrelétrica de Tucuruí. Esse aumento na oferta de energia renovável é bem-vindo, mas traz desafios técnicos, regulatórios e de infraestrutura.

Um dos gargalos é o descompasso entre o tempo de conclusão dos projetos de geração, de três anos, e os de transmissão, de até cinco anos. "O norte de Minas Gerais e o oeste da Bahia são pontos críticos, com projetos em volume superior à capacidade de transmissão atual e mesmo à projetada", diz o diretor-geral do ONS, Luiz Carlos Ciochchi. "Houve leilão de transmissão para escoar 9 GW, mas a perspectiva de geração para essas localidades já é o dobro disso." O órgão gestor propôs ao governo e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a realização de um leilão da margem de transmissão.

das fontes solar e eólica, que requer o uso de modelos preditivos sofisticados para equilibrar oferta e demanda de energia. "Reconhecemos a força da geração solar e estamos aprimorando nossos processos de planejamento, programação e operação em tempo real", acrescenta o executivo. "O ONS não será um impedimento para a evolução do setor elétrico brasileiro, seremos sempre um habilitador dessas mudanças."

Em 2022, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), uma das maiores do país, recebeu mais de 160 mil solicitações para conexão por GD. Esse número foi 35% superior ao de 2021, em função da "corrida do ouro" dos interessados em obter autorizações de geração com benefícios nas tarifas de uso da rede. Em março, a empresa precisou suspender as análises por 15 dias até adotar uma solução: passou a fazer a liberação imediata para micro GD (telhados solares) e uma análise técnica para mini GD.

"Conseguimos atender 93% dos clientes dentro do prazo", informa o diretor de distribuição da empresa mineira, Marney Tadeu. "Como somos pioneiros em GD no Brasil, é natural que os primeiros esgotamentos aconteçam em nossa área de concessão", diz. Ele acrescenta que a Cemig está implantando um robusto plano de investimentos, que prevê alocar R\$

18,4 bilhões na distribuição até 2027, para possibilitar a ligação de cargas reprimidas e melhorar a confiabilidade do fornecimento.

A rápida expansão das fontes renováveis vai demandar sistemas de armazenamento que deem mais flexibilidade ao sistema, observa o professor Nivalde de Castro, coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Gesel/UFRJ). Ele lembra que a questão também afeta outros países: "Em 2040, já vai sobrar energia durante o dia na Europa". Para o pesquisador, o novo cenário requer soluções a serem melhor estudadas, como as baterias e as usinas hidrelétricas reversíveis, que bombeiam a água de volta ao reservatório para uso posterior.

O presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Marcos Madureira, avalia que os desafios técnicos vêm sendo bem encaminhados e que o principal problema é político. "O subsídio elevado à geração distribuída está causando um aumento na conta dos demais consumidores brasileiros", afirma. "Ele deveria ter diminuído junto com o custo dos investimentos, que caiu 80% nos últimos dez anos". Na visão da Abradee, todos os usuários da rede devem ser responsáveis pelos seus custos.



Luiz Carlos Ciochchi, diretor-geral do ONS: "Norte de Minas Gerais e oeste da Bahia são pontos críticos"

"Um estudo da EPE [Empresa de Pesquisa Energética] demonstrou que é possível triplicar a geração de energia renovável sem sobresaltos para a operação", ressalta o presidente executivo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), Rodrigo Saaia. Ele avalia que este será o melhor ano para as grandes usinas, porque a fonte solar esteve presente em seis dos sete leilões de energia renovável realizados desde 2019. "Hoje, essa é a forma mais barata de gerar energia no Brasil e em vários países", afirma.

Saaia aponta dois grandes desafios: aprimorar as regras para os sistemas isolados, de modo que as baterias possam ser uma opção competitiva; e reduzir a tributação sobre esses dispositivos, que chega a 70% — bem maior que a tributação do tabaco, por exemplo. "Temos conversado com o governo federal e com órgãos reguladores, buscando destravar o potencial bilionário desse mercado para o Brasil", afirma.

## Crescem as linhas de financiamento para GD

De Florianópolis

Em 2019, a geração distribuída (GD) solar de pequeno porte ganhou tração e hoje lidera o mercado, respaldada pelo marco legal que entrou em vigor em 2022. Já existem mais de cem linhas de financiamento públicas e privadas disponíveis para os consumidores. Também tem se intensificado a atuação de empresas que oferecem serviços relacionados.

"De 2020 para cá, investimos R\$ 4 bilhões em projetos de energia solar, somando 1,5 gigawatts, e pretendemos investir mais R\$ 1,5 bilhão até 2024", diz o líder de investimentos em energia renovável da Brookfield Asset Management, André Rodrigues. A gestora de ativos tem um portfólio de R\$ 156 bilhões no Brasil, a maioria de estrangeiros e de longo prazo.

Na safra 2022/23, a Raízen investiu R\$ 488 milhões na produção de energia limpa, especialmente de fonte solar. A empresa tem 53 plantas e 24 mil clientes conectados. "O mercado tem enfrentado alguns dilemas, como a corrida de geradores para acesso à rede de transmissão e os altos juros de empréstimos para as obras", diz o diretor de soluções de energias renováveis, Rafael Rebelo. "Hoje, a [Agência Nacional de Energia Elétrica] Aneel tem o desafio de melhorar as relações entre distribuidoras e empreendedores, e o Ministério de Minas e Energia tem a oportunidade de pavimen-

tar os caminhos para a abertura completa do mercado."

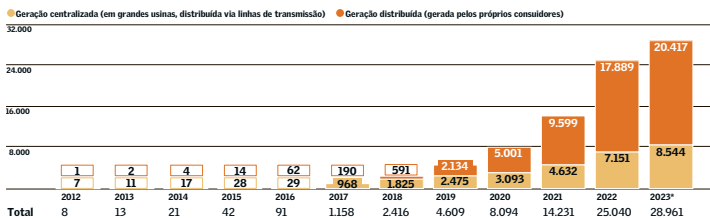
A Ômega cresceu sete vezes nos últimos cinco anos. Seu portfólio inclui mais de 700 turbinas eólicas e 1,2 milhão de painéis solares. Em 2020, a empresa lançou no país a primeira plataforma digital de compra de energia. "Nós e os nossos clientes não estamos preocupados com o excesso de energia solar, porque o Brasil, diferentemente dos outros países, tem uma grande bateria: os reservatórios das hidrelétricas", diz o diretor da plataforma de energia e regulação, Bernardo Bezerra.

Já a Ultrazag lançou uma solução de energia renovável para residências, condomínios e pequenas empresas, por meio de uma plataforma digital de assinatura de créditos. Não há necessidade de instalação de equipamentos, e os descontos chegam a 20% da conta de luz. "Queremos democratizar o consumo de energia elétrica renovável no país e contribuir para a transição energética", diz o diretor de energia, Ricardo Colpo. O serviço já está disponível em sete Estados (GO, MT, MS, MG, PR, SC e RS).

Apoiar as indústrias no uso inteligente de energia é o foco da Jungheinrich Brasil, fornecedora de empilhadeiras elétricas e sistemas automatizados de armazenagem. Seu sistema integrado de armazenagem de energia solar em bateria estacionária possibilita carregar as máquinas nos horários em que a energia é mais cara. (DV)

### De Sol a Sol

Potência instalada em geração de energia solar no país - em MW



Fonte: ABSolar. \*Até abril

104% é o crescimento da energia solar no Brasil em dois anos

70% da energia solar produzida no país é gerada pelos próprios consumidores

# Biogás dribla custo alto e queda de força no campo

**Marli Lima Iacomin**  
Para o Valor, de Curitiba

Na madrugada de 4 de maio, uma queda de energia resultou na morte de 20 mil frangos em uma granja de Coronel Vivida, sudoeste do Paraná. Faltava uma semana para a entrega das aves mas, sem ventilação, a temperatura do local subiu de 25 para 38 graus e elas não resistiram ao calor. Não foi um caso isolado. Produtores de frangos e suínos relatam que, embora tenham diminuído nos últimos anos, ainda são recorrentes os problemas de falta de luz no meio rural. Para driblar essas falhas, reduzir custos e ajudar a limpar a cadeia de produção animal, crescem no país ações de estímulo para investimentos em biodigestores para geração de energia.

"A queda de energia no campo é muito prejudicial, perde-se principalmente leite e frangos", comenta Felipe Souza Marques, diretor de desenvolvimento do Cibiogás, centro de tecnologia dedicado ao desenvolvimento do biogás. Segundo ele, o número de consultas de pessoas que querem investir em usinas para aproveitamento energético tem aumentado, especialmente no Paraná, maior produtor de frango do Brasil, Minas Gerais e Santa Catarina, o maior produtor de suínos.

Há muito espaço para crescimento. Em 2021, havia 755 plantas em operação, em 2022 eram 906 e a expectativa é a de que, até 2030, o número salte para 10,2 mil, considerando o amadurecimento em tecnologias e modelos de negócios e o fortalecimento da agenda de descarbonização de transportes, afirma Marques.

O coordenador de Energias Renováveis do Instituto de Desenvolvimento Rural do Paraná (IDR), Herlon de Almeida, afirma que a aposta em usinas de biogás é uma boa saída para enfrentar fragilidades das redes de transmissão de luz. E ressalta que ainda são poucos os que percebem a importância da biodigestão, não só para evitar prejuízos com apagões, mas também para tratar os dejetos de animais de modo adequado, sem contaminar solos e rios, e atender exigências de ESG da indústria e de importadores. "A biodigestão se faz com ganhos econômicos. O retorno do investimento acontece antes da quitação dos financiamentos das plantas", destaca.

Valdir Rossetto, que cria suínos em Toledo, oeste do Paraná, investiu R\$ 400 mil em um biodigestor em 2020. Hoje, parte da energia que produz é usada em sua propriedade e parte é negociada, o que rende cerca de R\$ 12 mil por mês, juntando a econo-



Volmir Anater: cooperativa para suprir quedas de energia no campo

mia na conta de luz e o que entra da comercialização. Como gostou da experiência, o produtor quer ser um investidor na área. "Agora tenho uma renda adicional e estou vendo como colocar mais um biodigestor para produzir e vender mais energia", conta.

Nem sempre os investimentos são individuais. "Ainda há problemas com quedas de energia no campo, o que é grave para a avicultura, mas nosso projeto vai além disso", diz o agrônomo Vol-

mir Kennedy Anater, idealizador de uma cooperativa que reuniu 53 investidores de três municípios para a construção de uma usina, que teve investimentos de R\$ 15 milhões e deve ser inaugurada em julho em Salgado Filho, sudoeste do Paraná, com dois biodigestores, lagoas de decantação e fábrica de adubo. Lá, dejetos das granjas estavam virando uma barreira para ampliações. Um estudo mostrou a viabilidade de produção de biogás de de-

jetos de aves, suínos e bovinos, e surgiu a Cooperativa de Produtores de Energia e Adubo (Coopepad). A energia que será produzida no local poderia abastecer 2,5 mil residências.

Anater explica que, em 2021, os investidores buscaram financiamento, tomaram-se avalistas do empreendimento e terão dez anos para o pagamento, com dois de carência. Há a expectativa de que ele se pague com 60 meses e vire fonte de renda extra. No modelo de operação, o transporte diário dos dejetos das propriedades será terceirizado. Além de energia, do resíduo sairá fertilizante para uso dos investidores e para comercialização, e já planejam uma terceira fonte de renda. "Queremos negociar créditos de carbono", adianta Anater.

Em um movimento para ampliar a geração de energia do biogás, a Organização das Cooperativas do Paraná (Ocepar) criou em junho um grupo de trabalho que terá dois focos: melhoria da eficiência de biodigestores e agregação de valor. Silvio Krinski, coordenador da área técnica da Ocepar, diz que problemas de interrupção de energia em final de linha ocorrem em todo o país e afetam os produtores rurais. Essa questão, acrescenta, pode ser contornada com investimento tanto em biogás como em usinas

fotovoltaicas, mas o principal foco das cooperativas agropecuárias é a transformação de um passivo em um ativo. "É a geração de renda por si", afirma.

Sobre as interrupções, a Copel, empresa de energia do Paraná, informou que as falhas são provocadas por eventos climáticos. "Desde 30 de junho de 2020, quando o Estado foi atingido pelo ciclone bomba — que chegou a deixar 1,8 milhão de unidades consumidoras sem energia elétrica, no pior evento registrado pela companhia cerca de 40 temporais que causaram grandes prejuízos na rede", afirma. Em outubro de 2021, 3.751 postes quebraram com a força de ventos, acrescentou.

Segundo a Copel, o tempo que os clientes rurais ficaram sem energia foi reduzido em 11,5% nos últimos quatro anos, devido a investimentos na rede de distribuição. Sobre os pedidos de ressarcimento por prejuízos causados por quedas de energia, a empresa disse que há 345 processos em andamento. E informou que, até o dia 18 de maio, 24.513 sistemas de geração distribuída na área rural foram conectados à sua rede. Destes, 24.445 produzem energia com painéis solares fotovoltaicos, 64 com biomassa, três são de fonte hídrica e um de fonte eólica.



# Renováveis Há necessidade de se anteciparem investimentos para superar os problemas de conexão

## Eólica enfrenta gargalos na transmissão

Simone Goldberg  
Para o Valor, do Rio

O setor de energia eólica exige números e desafios grandiosos. Dados da Associação Brasileira de Energia Eólica e novas Tecnologias (ABEEólica) mostram que há 23,4 GW de projetos onshore para entrarem em operação até 2029, somando cerca de R\$ 163 bilhões em investimentos. No entanto, há obstáculos: cerca de R\$ 51 bilhões em empreendimentos — incluindo fotovoltaicos — já outorgados não conseguem ser viabilizados por falta de conexão.

O problema decorre de uma espécie de "corrida do ouro": muitas empresas buscam outorgas antes do fim do desconto do governo na tarifa para uso do sistema de transmissão e distribuição. "Em tese, teríamos esses projetos outorgados que precisam de acesso à transmissão. Por outro lado, há os que têm acesso, mas não serão viabilizados", afirma Elbia Gannoum, presidente-executiva da Associação Brasileira de Energia Eólica e novas Tecnologias (ABEEólica).

A entidade propõe uma "limpeza de base", permitindo a retirada desses últimos sem cobrança de penalidade. "Um dos temas mais importantes para a eólica é viabilizar a outorga e o acesso ao sistema de transmissão de energia para novos empreendimentos. É fundamental que mais investimentos em transmissão sejam realizados e até antecipados", ressalta Gannoum. Segundo ela, existem várias consultas públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Ministério das Minas e Energia (MME) que tratam do assunto e que precisam ser concluídas com urgência. "Para garantir segurança jurídica aos empreendedores e assegurar novos empreendimentos", destaca a executiva.

Dados da ABEEólica mostram que o Brasil tem hoje 24,13 GW de capacidade instalada, o que representa 12,5% da matriz energética brasileira. O país gera energia do vento em 869 parques eólicos, com quase 10 mil aerogeradores em operação, distribuídos por 12 Estados.

Além de deficiências na distribuição, a pandemia de covid-19 e a guerra entre Rússia e Ucrânia impactaram preços de maquiná-

"Quando concluído, se tornará o maior parque eólico da AL"  
Eduardo Sattamini

rio e fretes e provocaram oscilações no câmbio. Mesmo assim, as empresas do setor seguem projetos bilionários. A Engie Brasil Energia, por exemplo, com três conjuntos eólicos operando na Bahia, terá mais um até o fim deste ano, no Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 434 MW. Também neste ano, foi iniciada a implantação de um novo parque na Bahia, com previsão de 846 MW, que deve operar comercialmente a partir de julho de 2024. Os projetos somam R\$ 13 bilhões em investimentos.

"Quando concluído, se tornará o maior conjunto eólico da América Latina", afirma Eduardo Sattamini, diretor-presidente e de relações com investidores da Engie Brasil Energia.

Outra gigante do setor, a EDF Renewables Brasil, que já tem dois parques eólicos na Bahia, está fazendo mais dois. O primeiro, na Paraíba, está dividido em duas fases que, juntas, somam 480 MW de capacidade. O investimento é de cerca de R\$ 2 bilhões. A fase 1 deve entrar em operação comercial ainda neste ano, e a fase 2, em março de 2024. O outro projeto da EDF será seu o terceiro na Bahia. Serão investidos R\$ 1,8 bilhão, para ter 261 MW. A previsão é operar comercialmente no fim de 2024. Para a vice-presidente e diretora de novos negócios da empresa, Raissa Cature, há um potencial enorme de crescimento da eólica no Brasil, embora haja gargalos de transmissão, suprimento e regulação. "A cadeia não tem crescido na mesma velocidade para atender a expansão da energia eólica", diz.

A Casa dos Ventos, que já tem 1,2 GW em operação na Bahia e no Rio Grande do Norte, inicia este ano, em território potiguar, as obras de dois projetos que terão 1,3 GW de capacidade instalada. "O investimento é de aproximadamente R\$ 9,5 bilhões, e a previsão de entrada em operação é no segundo semestre de 2025", diz o diretor-executivo Lucas Araripe. Para ele, mesmo que o Brasil avance na regulamentação da eólica offshore — tema aguardado pelo mercado —, a geração onshore tem muitas áreas a serem exploradas, com custo mais competitivo.

Enquanto a geração eólica no mar não decola, a Bahia e o Rio Grande do Norte vão celerando projetos em terra. Os dois Estados também são os locais dos dois projetos eólicos da AES Brasil, que entram em operação neste ano. O empreendimento baiano tem 322 MW e o potiguar, 684 MW. Segundo Alessandro Gregori, vice-presidente financeiro e de relação com investidores da empresa, entre 2023 e 2027 serão investidos cerca de R\$ 3,4 bilhões em geração de energia a partir do vento no país. Ele diz que, apesar do Brasil ser um dos líderes globais em capacidade instalada,

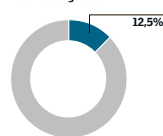


Complexo eólico Rio do Vento (RN), da Casa dos Ventos: empresa vai investir R\$ 9,5 bilhões em dois novos projetos que devem começar a operar em 2025

**Força do vento**  
Indicadores de geração eólica

**24,13 GW**  
de capacidade instalada

**Matriz energética**



**869**  
parques

**10.000**  
geradores em operação  
em 12 Estados

**R\$ 163 bilhões**  
em investimentos

Fonte: ABEEólica

precisa superar desafios.

"O setor elétrico é altamente regulado, o que pode gerar dificuldades para os fornecedores em relação ao cumprimento de normas e requisitos técnicos específicos", diz. Essa complexidade de regras tende a limitar a entrada de novos participantes e a competição no mercado. Outro desafio, na avaliação de Gregori, é a dependência de fornecedores estrangeiros em determinadas áreas tecnológicas.

## Fornecedores de equipamentos já investem em aumento de capacidade

Do Rio

A brasileira Aeris e as multinacionais Nordex e Vestas são exemplos de empresas produtoras de equipamentos para o setor de energia eólica que investem na expansão de suas capacidades no Brasil. O objetivo é se preparar para novas demandas e atender as atuais carteiras de encomendas.

"Temos a expectativa de seguir ampliando o nosso parque fabril", diz Bruno Loll, diretor de planejamento e de relações com investidores da Aeris, fabricante de pás para aerogeradores em Pecém (CE). A empresa vendeu, no primeiro trimestre, mais de 950 MW equivalente em pás, 36% acima da média de entregas de 2022.

"Isso é reflexo da retomada de demanda, mas também do amadurecimento das linhas de produção", avalia Loll. Nos últimos dois trimestres, as entregas foram só para clientes no mercado doméstico. Em 2022, a Aeris concluiu uma ampliação de cerca de R\$ 500 milhões para instalar mais de 15 linhas de produção de pás para aerogeradores acima de cem metros. Também finalizou seu novo centro de distribuição em Caucaia (CE). Segundo Loll, há conversas com dois clientes que atuam no merca-

"O acordo é o maior já realizado pela Vestas no mundo"  
Eduardo Ricotta

do americano para montar uma fábrica fora do Brasil.

"Essa unidade terá potencial para gerar US\$ 1 bilhão em receita por ano", diz. Para ele, a energia eólica offshore, cujo marco regulatório está para ser aprovado no Congresso Nacional, pode fazer do Brasil, dado o potencial do país para a geração de energia do vento no mar, um centro de produção de equipamentos.

A alemã Nordex, fabricante de turbinas eólicas, analisa a possibilidade de ter uma nova fábrica de torres de concreto na região Sul, seguindo sua estratégia de produzir perto dos locais onde os parques eólicos são montados. "Há um potencial grande, com boa possibilidade de conexão, especialmente no Rio Grande do Sul", diz Felipe Ramalho, diretor-presidente.

Nos últimos três anos, a empresa investiu mais de € 20 milhões

(cerca de R\$ 108 milhões) no Brasil em diversas frentes. Entre elas, estão novos moldes para pás, uma fábrica de torres de concreto, expansão da unidade de nacelles (peças para o aerogerador) e ações para o desenvolvimento de fornecedores. "O objetivo é ter capacidade para atender os clientes que contam com financiamento local na instalação de novos parques eólicos", diz Ramalho.

O segmento de turbinas abriu oportunidades depois que gigantes como a GE e Siemens Gamesa suspenderam a produção no Brasil. Também produtora de aerogeradores, a dinamarquesa Vestas fechou em março um acordo com a Casa dos Ventos, empresa brasileira de energias renováveis, para fornecer 291 equipamentos a dois projetos onshore: um na Bahia e outro no Rio Grande do Norte.

Os aerogeradores serão montados no Ceará, onde fica a fábrica da Vestas, e somam 1,3 GW de capacidade instalada. "O acordo é o maior já realizado pela Vestas no mundo para turbinas onshore e a maior aquisição de equipamentos de energia eólica registrada na América Latina", diz Eduardo Ricotta, CEO para a América Latina. (SG)

## Bioeletricidade traz receita estável para usinas de cana

Lauro Veiga Filho  
Para o Valor, de São Paulo

Num arranjo consolidado ainda entre os anos de 2005 e 2010 pelo setor sucroalcooleiro, a cogeração de energia tem respondido por até 10% das receitas operacionais das usinas, na estimativa de Plínio Nastari, presidente da Datagro Consultoria, podendo chegar a 30% a depender das condições de mercado, calcula João Carlos de Oliveira Mello, CEO da Thyos Energia.

Zilmar de Souza, gerente de bioeletricidade da União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia (Unica), destaca a "qualidade diferenciada" dessa receita, trazida por contratos corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Os mercados de açúcar e etanol, em contrapartida, enfrentam volatilidades por causa de flutuações conjunturais de preços e oscilações do câmbio, o que não ocorre com a bioeletricidade.

Mas há muito por avançar, especialmente em regulação, dizem Nastari e Souza. A capacidade de cogeração instalada no setor usi-

neiro ao final de 2022 era redor de 12,3 mil MW. Pouco mais metade dos contratos em vigor, firmados na década de 2000, vencem entre 2023 e 2025; eles correspondem a 996 megawatts médios. As discussões para definir uma solução e evitar uma redução da energia ofertada no mercado regulado pela biomassa iniciaram-se em 2017, mas sem grandes avanços até aqui.

O segmento defende que os próximos leilões reconheçam atributos de segurança energética e ambientais da biomassa e permitam a participação a bioeletricidade em certames de reserva de capacidade e estruturantes. Também querem a estruturação dessas usinas na contratação dos 8.000 MW em térmica a gás até 2030. Gerada no inverno, período mais seco do ano, a energia do bagaço e da palha de cana complementa a energia hidráulica e economiza água no período mais crítico para os reservatórios, destaca Nastari.

Num cenário ideal, a biomassa da cana teria capacidade para gerar quase oito vezes os 18,4 mil gigawatts/hora entregues em 2022.

O potencial técnico de geração do segmento é estimado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em cerca de 143 mil GWh.

No primeiro trimestre deste ano, as usinas despatcharam para o sistema integrado em torno de 6342 mil MWh, num salto de 50,6% em relação ao mesmo período de 2022. O avanço deve seguir aproximadamente o da moagem de cana na safra 2023/24, iniciada em abril, estimada por Nastari em 8,2%, para 656,6 milhões de toneladas. A expectativa é que a participação do açúcar no total da cana a ser moída vá de 46% para 48,1%.

Os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), levantados pela Unica, antecipam um aumento de 451 megawatts na capacidade instalada no setor de biomassa neste ano, somando 1.644 MW novos entre 2023 e 2026, o que deverá exigir um investimento entre R\$ 9 bilhões e R\$ 11,5 bilhões, refletindo o aumento nos custos de capital desde março do ano passado.

A Nastari Agriindustrial inaugurou em maio sua planta em

Aporé, no sul de Goiás, num investimento próximo de R\$ 800 milhões. Segundo Riccardo Nardini, diretor presidente da empresa, a unidade deverá moer nesta safra perto de 900 mil toneladas de cana e terá capacidade para ampliar a geração de energia do grupo em praticamente 40%, avançando de 250 mil MW para 350 mil MW, incluindo a unidade pioneira de Vista Alegre do Alto, no interior paulista. A venda de energia excedente para a rede integrada tende a avançar de 140 mil para 200 mil MW.

A nova usina deverá elevar sua produção para 1 milhão de toneladas na safra 2024/25, passando a gerar energia excedente de 75 mil MW, 35% a mais do que os 55 mil MW planejados para o ciclo atual. A planta deverá concentrar os es-

foros de crescimento do grupo, afirma Nardini. "Ali temos condições de crescer forte em moagem, produção de etanol e energia e futuramente também em açúcar", aponta o empresário. Nos próximos anos, a usina de Aporé deverá receber mais de R\$ 150 milhões em investimentos na instalação de mais dois geradores de 25,0 MWh, gerando mais 300 mil MW de energia, acrescenta Nardini.

A Tereos, conforme Gustavo Segantini, seu diretor comercial, espera aumentar a geração de energia a partir de resíduos da cana de 1,4 gigawatts/hora na safra 2022/23 para 1,5 GWh no ciclo recém-iniciado, num incremento de 7%. Além disso, deve dobrar o investimento na planta de biogás instalada na unidade de Cruz Alta, em Olímpia (SP), que havia recebido uma injeção de R\$ 15 milhões em seu projeto piloto. Segundo ele, a planta tem capacidade para produzir 1,6 milhão de metros cúbicos normais (Nm<sup>3</sup>).

A empresa espera aumentar a moagem de cana em 10% na safra atual, para 19 milhões de to-

neladas, das quais 65% serão destinadas à produção de 1,7 milhão de açúcar e a cana restante permitirá a produção de 575 milhões de litros de etanol.

O grupo Raizen investiu mais de R\$ 11,3 bilhões na safra 2022/23 na manutenção e expansão de seu portfólio de renováveis. O aumento foi de 47% em relação aos valores investidos em 2021/22, diz Edinaldo Gomes Teixeira, diretor de planejamento integrado agroindustrial do grupo. Os recursos foram destinados à construção de três novas plantas de etanol de segunda geração (E2G), aumento da capacidade de geração de energia renovável, construção da segunda planta de biogás, projetos de melhoria da produtividade agrícola e expansão do negócio de açúcar.

O volume de energia limpa gerada pelo grupo subiu 81%, especialmente por fonte solar, segundo Teixeira. O executivo afirma que a penos a energia gerada do bagaço de cana seria suficiente para abastecer o Rio de Janeiro por até um ano.

**143 mil GWh é o potencial técnico do segmento**