

# REPORT

ABRIL, 2025

## **CURTAILMENT: O novo dilema da energia limpa no Brasil**

Respostas do setor para restaurar  
previsibilidade e mitigar riscos sistêmicos

REDAÇÃO: BELÉN PALKOVSKY  
DIAGRAMAÇÃO: MARCOS FRANCIOZI

**GRI Club**  
— INFRASTRUCTURE

**wtw | Willis**

# Índice Interativo

- 3 Introdução
- 4 Curtailment: por que é um alerta no setor?
- 7 Impacto na confiança dos investidores
- 10 Pressão sobre o planejamento após o apagão de 2023
- 11 Arranjos atuais ampliam assimetrias
- 12 Propostas regulatórias ganham tração com avanço da CP45
- 13 Tecnologia, coordenação e serviços como pilares da estabilidade
- 15 Avanços e estratégias recentes



## Introdução

A crescente incidência de cortes na geração de energia renovável no Brasil, fenômeno conhecido como curtailment, tem provocado debates relevantes sobre planejamento, regulação e previsibilidade no setor elétrico. Com impactos diretos sobre investidores e operadores, o tema vem ganhando centralidade nas discussões sobre a transição energética e os limites da infraestrutura atual de transmissão.

Com o objetivo de aprofundar esse debate, o GRI Club Infra & Energy promoveu um encontro exclusivo, co-hospedado por WTW, com executivos do setor e representantes do Operador Nacional do Sistema - ONS e da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. A reunião, realizada no Rio de Janeiro em março de 2025, trouxe à tona diagnósticos e propostas para enfrentar os desafios causados pelo avanço das fontes renováveis e pelas limitações estruturais do sistema.

Este relatório reúne os principais tópicos abordados na conversa, com destaque para os diferentes tipos de corte, os impactos sobre a viabilidade dos projetos e as propostas em estudo para garantir maior previsibilidade e equilíbrio ao setor. A seguir, você confere os pontos-chave que devem orientar a agenda de curto e médio prazo.



## Curtailment: por que é um alerta no setor?

O curtailment, entendido como o corte da geração de fontes renováveis por motivos operacionais do sistema elétrico, tem se tornado cada vez mais frequente no Brasil.

Embora o termo “curtailment” seja relativamente novo no vocabulário do setor, o conceito de cortes por excesso de geração já era conhecido em práticas anteriores. A diferença está na escala e no impacto atual sobre o caixa das empresas, que não contabilizavam esse risco com o peso que ele assumiu nos últimos dois anos.

Desde 2019, o avanço da geração eólica e solar tem pressionado a capacidade de escoamento da rede, levando o Operador Nacional do Sistema (ONS) a acionar restrições que antes eram pouco usuais. O fenômeno, comum em países com elevada penetração de renováveis, vem ganhando escala no Brasil, com impactos crescentes sobre a previsibilidade dos investimentos.

Segundo dados compartilhados durante o encontro, o percentual de corte subiu de 0,5% em 2022 para 3,6% em 2023, e chegou a 9,3% em 2024. Em alguns episódios pontuais, os cortes chegaram a 20% da geração, valor considerado “insustentável”.



Estima-se que, apenas entre janeiro de 2024 e janeiro de 2025, o mercado tenha acumulado perdas próximas de R\$2 bilhões em energia não comercializada. Além da frustração de receita, o curtailment tem afetado a credibilidade dos sinais regulatórios e o planejamento de longo prazo.

Executivos são unânimes ao apontar que o problema está longe de ser pontual. A combinação entre excesso de oferta, dificuldade de expansão da rede de transmissão, ausência de sinal locacional e falta de previsibilidade regulatória tem tornado o fenômeno estrutural.

### Tipos de corte e impactos

Tipo de corte	Energético	Confiabilidade	Indisponibilidade
<b>Causa principal</b>	Excesso de geração em relação à demanda.	Preservação da segurança operativa da rede.	Falhas ou indisponibilidade física na rede de transmissão.
<b>Exemplo</b>	Durante o dia, usinas solares geram mais energia do que a demanda local pode absorver, sem possibilidade de escoamento para outras regiões.	Em períodos de alta geração eólica no Nordeste, o sistema precisa reduzir preventivamente a geração para evitar sobrecarga em subestações e linhas de transmissão.	Uma linha de transmissão sai de operação para manutenção programada, impedindo o escoamento pleno da energia gerada por usinas conectadas a esse trecho da rede.
<b>Direito a ressarcimento</b>	Não.	Não.	Sim, com condições.
<b>Critérios para ressarcimento</b>	Não aplicável.	Não aplicável.	Ressarcimento condicionado à franquia mensal (40h para solar, 80h para eólica) e à comprovação de disponibilidade da usina. Valor baseado no PLD e sujeito a ajustes.
<b>Impactos para o gerador</b>	Geração interrompida mesmo com disponibilidade total da usina; prejuízo direto sobre a receita esperada sem qualquer compensação financeira ou contratual.	Usinas com contratos firmados deixam de entregar energia e não recebem; aumento da exposição ao mercado de curto prazo e fragilização do fluxo de caixa.	Pode haver ressarcimento parcial, mas com limite de horas e critérios adicionais; incerteza sobre o valor a ser recuperado complica a modelagem financeira e a previsibilidade dos retornos.
<b>Percepção dos agentes</b>	Entendido como inevitável com avanço das renováveis.	Gerador vê como injusto por não ter sido previsto no parecer de acesso.	Aceito com ressalvas, desde que bem regulado.
<b>Possíveis soluções</b>	Planejamento mais preciso da expansão e da demanda.	Melhoria nos critérios de corte e comunicação do ONS.	Manutenção preventiva e reforço de redundâncias na rede.

Além da classificação técnica dos cortes, os executivos também destacam distorções percebidas na aplicação prática das regras. São citados casos de projetos com parecer de acesso sem restrições que, ainda assim, enfrentaram cortes por confiabilidade, sem aviso ou critério claro.

A ausência de distinção entre usinas antigas e novas no momento do corte também é apontada como fonte de insegurança, especialmente para empreendedores que assumiram riscos em contextos regulatórios distintos. Do ponto de vista contratual, os cortes afetam de forma mais intensa os contratos de autoprodução, em que a perda de energia vem acompanhada da perda do benefício econômico vinculado. Há também impactos operacionais quando o gerador é obrigado a manter a planta energizada sem conseguir entregar a energia gerada.



# Impacto na confiança dos investidores

## 1. Mudança no comportamento dos investidores

- Vários participantes mencionam que o curtailment passou a ser incorporado às análises de viabilidade dos projetos novos, o que antes não ocorria.
- Modelagens que antes ignoravam esse risco hoje consideram percentuais entre 2% e 10%, dependendo da localização e do tipo de ativo.

## 2. Redução no apetite por novos projetos

- A percepção generalizada é de que o pipeline de projetos renováveis - especialmente os voltados para autoprodução - está desacelerando.

*“A corrida encheu demais o balde, e a tendência agora é reduzir novos projetos rapidamente”*

## 3. Incerteza versus risco

- Destaca-se que a regulação estabelece que a contratação é “por conta e risco” do empreendedor, mas muitos apontam que o que está sendo enfrentado não é risco calculável, e sim incerteza - ou seja, um cenário fora dos parâmetros esperados e sem mecanismos adequados de gestão.
- Isso gera insegurança jurídica, aumenta a demanda por liminares e pressiona o relacionamento entre agentes e reguladores.

## 4. Efeitos no custo de capital

- O curtailment afeta diretamente o caixa de usinas renováveis eólicas e solares, que operam com margens apertadas e baixo custo marginal de produção.
- Sem previsibilidade de despacho, aumenta o custo do seguro e do financiamento, e, portanto, reduz a atratividade do setor no momento em que o Brasil busca consolidar sua posição como destino de investimentos em energia limpa.

## 5. Crise de confiança nos mecanismos de acesso

- São relatados casos de pareceres de acesso sem restrição que acabaram sendo seguidos por grandes cortes.
- Essa desconexão entre o que é formalmente autorizado e o que se verifica na operação compromete a credibilidade dos instrumentos regulatórios.

## 6. Demanda por soluções regulatórias de curto prazo

Vários agentes defendem a necessidade de soluções transitórias que aliviam a pressão, enquanto soluções estruturais não são implementadas. Dentre elas, destacam:

### Retomar regras de ressarcimento anteriores a março de 2024

- Um executivo sugere a possibilidade de retomar temporariamente as condições de ressarcimento que estavam em vigor antes de março de 2024, quando as franquias para ressarcimento eram mais restritas.

A franquia, neste contexto, refere-se ao número de horas de geração de energia que, se não utilizadas devido ao corte de geração (curtailment), podem ser compensadas financeiramente.

Por exemplo, para a geração solar, o período de ressarcimento era de 20 horas, e para a geração eólica, 40 horas. Essa proposta visa aliviar o caixa dos geradores de energia no curto prazo, uma vez que os ajustes regulatórios recentes dobraram esses períodos.



### **Remuneração via PLD para restrições de operação obrigatória (unit commitment)**

- Defende-se a ideia de que, quando o gerador é mantido ligado por ordem do ONS, mas não entrega energia, deveria ser remunerado pelas horas adicionais de operação com base no PLD (preço de liquidação das diferenças). Essa proposta chegou a ser apresentada na consulta pública do leilão de reserva de capacidade, mas foi retirada após pouca adesão do mercado.

### **Uso de sistemas de desligamento automático**

- Considerado um ajuste técnico de rápida implementação, esse recurso permitiria que o ONS realizasse cortes somente quando o evento de risco de fato ocorresse, em vez de aplicar cortes preventivos longos. Isso poderia mitigar parte dos prejuízos sem comprometer a segurança da rede.

### **Melhoria da transparência e da comunicação das decisões operacionais**

- Vários executivos defendem que parte do problema financeiro vem da imprevisibilidade.

***“Hoje o maior problema é a baixíssima transparência. Não no sentido pejorativo, mas porque as decisões são tomadas em tempo real e ninguém sabe exatamente quem está sendo cortado, quando e por quê”.***

Como solução imediata, sugere-se ampliar a visibilidade das decisões do ONS, e usar IA para realizar previsões e disponibilizar os dados em tempo real sobre os cortes e seus critérios.



## Pressão sobre o planejamento após o apagão de 2023

O apagão ocorrido em 15 de agosto de 2023 expôs fragilidades no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Naquele dia, uma falha na linha de transmissão Quixadá–Fortaleza II, no Ceará, provocou a abertura da interligação Norte–Sudeste e levou à interrupção de cerca de 16 mil megawatts de carga em todo o país. O evento afetou 25 estados e o Distrito Federal, com impacto especialmente severo nas regiões Norte e Nordeste, que sofreram reduções de 83,8% e 44,4% no fornecimento de energia, respectivamente.

As investigações conduzidas pelo ONS apontaram como causa raiz o desempenho inadequado dos equipamentos de controle de tensão em diversos parques eólicos e solares localizados na área afetada. O episódio revelou uma desconexão preocupante entre o avanço acelerado da geração renovável e a capacidade real da infraestrutura de transmissão, levantando dúvidas sobre a efetividade dos critérios de acesso e dos parâmetros utilizados no planejamento da expansão do sistema.

Esse apagão representou uma inflexão na percepção do setor quanto à confiabilidade dos pareceres técnicos. Até então, projetos vinham sendo autorizados com base em premissas estáticas e desatualizadas.

***“Havia um descompasso evidente entre o que se autorizava no papel e o que a rede suportava na prática”.***

A situação aumentou a insegurança entre investidores e reforçou a urgência de atualizar os dados e metodologias usados no planejamento, incorporando informações mais dinâmicas sobre modulação de carga, geração distribuída e novas tecnologias. Sem essa revisão, alertam os participantes, o sistema continuará a autorizar projetos com base em uma visão técnica ultrapassada, ampliando o descompasso entre geração e infraestrutura de transmissão.



## Arranjos atuais ampliam assimetrias

Durante a reunião, ficou evidente que parte dos problemas relacionados ao curtailment decorre de distorções criadas ou ampliadas por mecanismos regulatórios e por políticas de incentivo mal calibradas. Um dos principais pontos discutidos é a ausência de um sinal locacional eficiente. Na prática, empreendedores recebem autorizações de acesso sem diferenciação clara entre regiões com maior ou menor capacidade de escoamento, o que incentiva a concentração de projetos em áreas já saturadas da rede.

Com o fim dos descontos na TUST/TUSD se aproximando, houve uma corrida para viabilizar projetos de geração, o que acabou ampliando o descompasso entre a expansão da geração e o desenvolvimento da rede de transmissão. Os executivos destacam que, ao longo dos últimos ciclos, a expansão da geração foi mais rápida do que a evolução dos critérios técnicos de acesso, o que gerou um acúmulo de ativos em regiões com infraestrutura limitada.

***“O problema não é a quantidade de geração, mas a falta de sinalização de onde ela pode ou não ser instalada com segurança”.***

A regulação vigente é criticada por não diferenciar o risco regulatório entre projetos maduros e novos entrantes. Como os critérios de corte são aplicados de forma uniforme, empreendimentos que acessaram a rede com base em regras anteriores sofrem os mesmos impactos daqueles que ingressaram já cientes do risco. Essa assimetria alimenta a percepção de insegurança e torna mais difícil a precificação adequada dos ativos.

Por fim, vale mencionar a necessidade de transição para um modelo regulatório baseado na remuneração por serviços prestados ao sistema - como controle de tensão, inércia ou capacidade de resposta rápida - em vez de uma regulação centrada apenas em megawatts gerados. Essa abordagem permitiria valorizar atributos técnicos relevantes para a estabilidade da rede e estimular investimentos mais alinhados às necessidades operacionais do sistema.

## Propostas regulatórias ganham tração com avanço da CP45

A **Consulta Pública nº 45 da ANEEL** propõe critérios operativos para a redução ou definição de limites de geração a usinas ou conjunto de usinas consideradas na programação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Embora ainda em debate, a CP45 tem o potencial de redesenhar parte das regras que hoje sustentam os pareceres de acesso, incorporando critérios mais aderentes à realidade operativa do sistema e ao risco efetivo de escoamento da energia gerada.

Entre os pontos mais debatidos, está a proposta de separar, de forma mais clara, os mundos físico e comercial. Atualmente, a autorização para conexão ao sistema nem sempre corresponde à viabilidade técnica de despacho da energia, o que cria uma dissonância entre os direitos adquiridos no papel e as limitações físicas da rede. A proposta regulatória busca permitir que os agentes assumam riscos mais conscientes - e precificáveis - ao ingressar no sistema, o que é bem recebido.

Outra sugestão recorrente é o aprimoramento dos critérios de priorização entre empreendimentos, com base em parâmetros como maturidade do projeto, localização, viabilidade técnica e valor agregado ao sistema. Hoje, a ausência desses filtros contribui para o acúmulo de projetos autorizados sem garantia de atendimento pleno, agravando os efeitos do curtailment em regiões já sobrecarregadas.

Por fim, a necessidade de que a nova regulação inclua instrumentos para que o ONS possa agir com maior previsibilidade e transparência, especialmente em situações de corte preventivo. A criação de modelos de despacho mais inteligentes, com base em inteligência artificial e dados em tempo real, também é mencionada como medida complementar ao avanço da CP45, pois permitiria decisões operacionais mais precisas e menos disruptivas para os agentes.



## Tecnologia, coordenação e serviços como pilares da estabilidade

Avança no setor a percepção de que o enfrentamento do curtailment exige mais do que soluções emergenciais ou ajustes pontuais. Ganha força a necessidade de um modelo que integre inovação tecnológica, maior coordenação institucional e valorização dos serviços que sustentam a operação segura da rede elétrica.

Entre as tecnologias com potencial de mitigação parcial, destacam-se os sistemas de armazenamento de energia, como baterias, que oferecem a possibilidade de deslocar a geração (energy shifting) para horários de maior demanda. Embora viáveis em contextos específicos, essas soluções ainda enfrentam barreiras econômicas, regulatórias e de escala no Brasil. Sua aplicação também é limitada quando se trata de cortes sistêmicos - como os motivados por confiabilidade ou excesso de oferta - que envolvem grandes volumes e decisões do operador que extrapolam o controle local.

Outras abordagens incluem o uso de controladores inteligentes nas plantas eólicas e solares, capazes de ajustar o perfil de geração de acordo com as condições do sistema, e a expansão da geração distribuída com controle dinâmico, que permite maior granularidade no despacho e alivia sobrecargas em regiões críticas. Apesar das limitações, essas tecnologias compõem uma estratégia complementar que, combinada com ajustes regulatórios, pode reduzir os impactos do curtailment no curto e médio prazo.



Nesse contexto, torna-se essencial avançar em modelos de remuneração que reconheçam os serviços ancilares - como controle de tensão, frequência, inércia e reserva rápida - ainda não valorizados economicamente.

***“Se a gente não pensar em uma regulamentação por serviço, criar um mercado de serviço ancilar e um mercado de potência que atenda de fato à demanda, nunca vamos conseguir falar em alocação de responsabilidade. O sistema elétrico precisa ser gerido por serviços”.***

Sem incentivos claros para esses atributos técnicos, o setor continua pouco atrativo para investimentos em plantas mais modernas e soluções com maior valor sistêmico. Criar mecanismos de contratação ou precificação desses serviços aparece como etapa fundamental para realinhar os sinais econômicos da expansão.

Paralelamente, cresce a demanda por maior articulação entre planejamento, regulação e operação. Superar a fragmentação entre os agentes que autorizam, fiscalizam e operam o sistema é apontada como condição necessária para garantir previsibilidade e confiança no ambiente de negócios. Para os participantes, transparência nas decisões, convergência institucional e clareza nos critérios operacionais são caminhos concretos para ampliar a estabilidade do setor elétrico brasileiro diante dos novos desafios.



## Avanços e estratégias recentes

Desde a realização do encontro, houve no setor movimentações institucionais e regulatórias que reforçam a centralidade do tema na agenda energética.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) instituiu um grupo de trabalho específico para tratar dos cortes de geração. Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e composto por ANEEL, ANP, EPE, ONS e CCEE, o grupo realizará reuniões semanais e ouvirá associações do setor com o objetivo de alinhar critérios e propor soluções que possam mitigar os impactos do fenômeno. A criação do GT atende a pressões crescentes do setor produtivo, que teme pela redução na atratividade dos investimentos renováveis diante do cenário atual.

Além disso, a ANEEL deu continuidade à preparação do ambiente regulatório para o Leilão de Armazenamento previsto para o segundo semestre, com foco na regulamentação dos sistemas de baterias. Esse leilão, inédito no país, é acompanhado com expectativa por agentes que enxergam no armazenamento uma via parcial para mitigar os efeitos do curtailment, ao permitir maior flexibilidade na gestão da oferta renovável.

O tema também se insere nas discussões mais amplas sobre planejamento e expansão da infraestrutura elétrica. A ANEEL solicitou ajustes no calendário de leilões de 2025, buscando garantir intervalos mínimos entre os certames e viabilizar a participação qualificada dos agentes. Entre os leilões previstos estão o de reserva de capacidade (junho), o de transmissão (outubro) e o próprio leilão de baterias, todos diretamente relacionados à estabilidade e à modernização do sistema.

Por fim, vale mencionar a publicação da Agenda Regulatória do MME para o triênio 2025–2027, que consolida temas prioritários como a regulação de novas tecnologias, a expansão do gás natural e o fortalecimento do programa Combustível do Futuro. Embora não trate exclusivamente de curtailment, o documento aponta para uma agenda que busca maior integração entre planejamento energético, inovação e sustentabilidade, questões-chave para mitigar as preocupações dos players do setor.



# GRI Club

Conecte-se com líderes da infraestrutura brasileira e fique por dentro dos debates que moldam o futuro do setor no país.

SAIBA MAIS



Fundado em 1998, em Londres, o GRI Club reúne atualmente mais de 18 mil executivos seniores espalhados em 100 países, com atuação nos mercados imobiliário, de infraestrutura e do agronegócio.

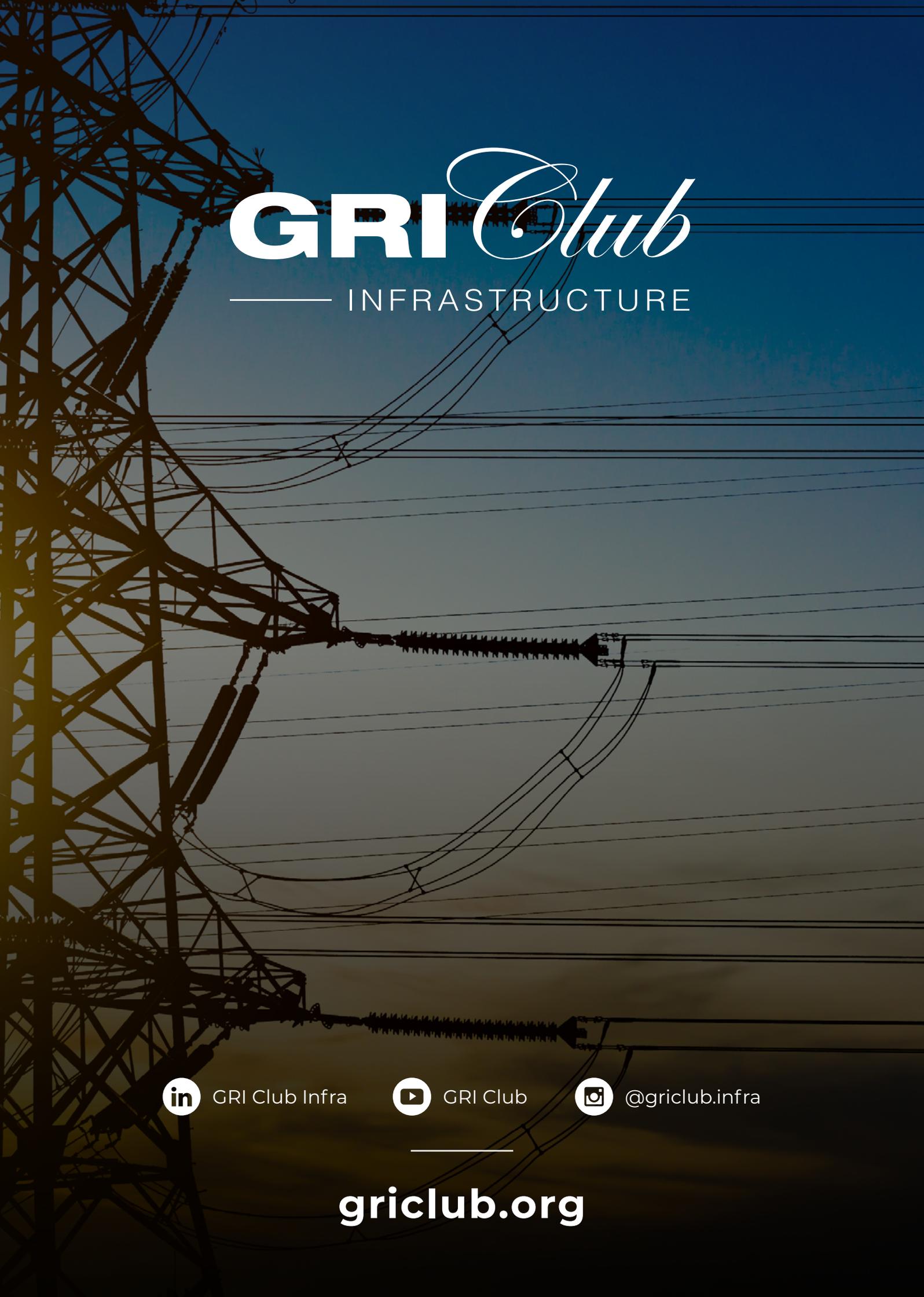
O modelo inovador de discussões do GRI Club permite a livre participação de todos os executivos, fomentando a troca de experiências e conhecimento, o networking e a geração de negócios.

Membros do clube também têm à disposição uma plataforma exclusiva para ver mais informações sobre os executivos e as respectivas empresas, marcar reuniões, pedir introduções personalizadas com colegas da indústria e acessar de modo irrestrito todos os nossos conteúdos.



**MOISES CONA**

Partner | Head of Infrastructure  
moises.cona@griclub.org



# GRI Club

— INFRASTRUCTURE



GRI Club Infra



GRI Club



@griclub.infra

---

[griclub.org](http://griclub.org)