

## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Certisign Assinaturas. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://assinaturas.certisign.com.br/Verificar/1E14-54E0-EC04-68A4> ou vá até o site <https://assinaturas.certisign.com.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 1E14-54E0-EC04-68A4



### Hash do Documento

BF22A20C466089A06E18F613FC05291AE030BA7FB065D2CBC8CC489D018C0734

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 28/10/2024 é(são) :

- Fabio Silva Marques (Signatário - Quantum Participações SA) -  
275.001.078-03 em 28/10/2024 18:19 UTC-03:00  
**Tipo:** Certificado Digital
- Paulo Vollu Cyriaco (Signatário - Quantum Participações SA) -  
085.804.697-08 em 28/10/2024 18:16 UTC-03:00  
**Tipo:** Certificado Digital

São Paulo, 28 de outubro de 2024.

CT-016/2024

Ao

**Ministério de Minas e Energia - MME**

**Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento - SNTEP**

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, 5º andar, sala 552, Brasília/DF

CEP: 70.065-900

**Ilma. Sra. Christiany Salgado Faria**

Diretora do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia - DPOG

**Assunto:** Contribuição a Consulta Pública nº 176 de 27/09/2024 - Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025 – Processo nº 48360.000272/2024-22.

Prezada Senhora Diretora,

**QUANTUM PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade anônima constituída e existente de acordo com as leis do Brasil, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Dr. Renato Paes de Barros n.º 955, conjuntos comerciais 102, 111 e 112, Itaim Bibi, CEP 04530-001, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 28.367.479/0001-18 ("Quantum"), vem apresentar contribuição com a referida Consulta Pública.

É notável que a inserção de sistemas de armazenamento de energia por baterias contribuirá com os desafios que o Sistema Interligado Nacional (SIN) têm enfrentado sob a ótica da expressiva participação de fontes não despacháveis na matriz elétrica, não apenas pela capacidade de armazenamento, mas também pela versatilidade de usos. Com a utilização de baterias especificamente no segmento de Transmissão será possível aprimorar a flexibilidade, confiabilidade e resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para maior estabilidade e sustentabilidade da geração e distribuição de energia.

A Quantum apresenta esta contribuição sugerindo que seja avaliada a alternativa do LRCAP enquadrar as baterias como ativo de transmissão, permitindo que transmissoras

participem do certame, pois estamos convencidos que esse modelo de negócio tem capacidade de acomodar o objeto do leilão com maior adaptabilidade.

Como exemplo, porém não se limitando a estes, as baterias podem auxiliar na atenuação da “curva do pato” e também na resposta rápida a oscilações e picos de demanda.

Apesar de promissora, para que se torne realidade, é necessário superar desafios técnicos e econômicos. A alta carga tributária e os altos custos iniciais são dois dos principais obstáculos. Para tentar solucionar esse problema, já vemos na indústria iniciativas de projetos para facilitar a adoção do armazenamento de energia por baterias na Rede Básica (sistemas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV), como é o caso do P&D “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistemas de Armazenamento por Baterias na Rede Básica”, que visa desenvolver metodologia que subsidie a EPE a realizar a análise da vantagem da inserção das baterias e posteriormente a sua recomendação como solução e implantação.

Iniciado em 2023, o projeto tem previsão de encerramento em dezembro deste ano. O P&D é desenvolvido pela Quantum Participações por meio do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da ANEEL (PROPI), e conta com uma equipe executora composta pela PSR, MRTS, Instituto de Pesquisas Lactec, Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE) da Universidade de São Paulo (USP) e da fabricante de equipamentos WEG, além da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), que participa do projeto por meio de acordo de cooperação técnica.

O P&D foi inspirado pela autorização da implantação de sistema de armazenamento de baterias pela ISA CTEEP no Litoral Sul Paulista, pioneiro no mercado. Este projeto solucionava um problema específico de “peak-shaving” e abriu espaço para que a experiência pudesse iniciar os debates sobre como inserir as baterias nos sistemas de transmissão. Um dos desafios a serem superados era a necessidade de estruturação de uma metodologia que possibilitasse a realização de estudos de planejamento que avaliassem a inserção das baterias na Rede Básica, e é aí que a Quantum encontrou a oportunidade para o desenvolvimento do seu projeto de P&D.

O objetivo do projeto é aprimorar a eficiência dos sistemas de transmissão de energia elétrica, mas para isso é necessário mensurar os ganhos técnicos que a adoção dos sistemas de armazenamento de energia com baterias pode trazer para a Rede Básica, especificamente os atributos de flexibilidade, confiabilidade e resiliência e compará-los com os custos necessários para a sua implantação, pois a solução precisa ser vantajosa também do ponto de vista econômico. Os primeiros resultados do P&D apontaram que a inserção de baterias

leva a otimização dos sistemas de transmissão, dando ao ONS novo dispositivo para operação do sistema.

Ao final do projeto, a metodologia será entregue para a EPE, que poderá propor a instalação das baterias com base em estudos fundamentados e que comprovam a sua vantagem. O mercado anseia por isso e os principais stakeholders do setor elétrico estão envolvidos com a conclusão do projeto, como MME, ONS e ANEEL.

Além disso, não há grandes lacunas quando pensamos em questões regulatórias se avaliarmos a aplicação no segmento de transmissão, requerendo pequenos ajustes na regulamentação já existente, como por exemplo, a criação de Banco de Preços para baterias e atualização do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), que são adaptações no que já existe e uma definição que permitirá que a bateria seja licitada ou autorizada para implantação por qualquer concessionária de transmissão, sem a necessidade de criação de novos normativos pela ANEEL.

Diante do exposto, a seguir apresentamos as contribuições pontuais a minuta da Portaria proposta nesta Consulta Pública, para apreciação desta diretoria.

### **Participação de Sistemas de Armazenamento por Baterias de Forma *Stand-alone***

Ressalta-se que o objetivo principal do leilão é garantir que haja adequada reserva de potência para atender a demanda de pico, além de uma margem para cobrir interrupções na geração, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Ou seja, o foco é o fornecimento de potência em determinado período de necessidade sistêmica, e não de entrega energia ao longo de um período.

Nesta situação, as baterias por sua característica de entrega rápida e em um curto intervalo de tempo, se apresenta como importante recurso de ponta, pois oferecem uma resposta rápida a flutuações na demanda de energia, permitindo que a energia armazenada seja liberada instantaneamente durante picos de consumo, o que é essencial para manter o funcionamento adequado da rede elétrica, especialmente em regiões onde a demanda pode variar significativamente em curtos períodos.

Um estudo recente do operador norte-americano PJM<sup>1</sup> mostra que as baterias na forma *stand-alone* são os que mais contribuem para o atendimento da demanda de ponta do

---

<sup>1</sup> PJM: organização de transmissão regional (RTO) que coordena o movimento de eletricidade em atacado em 13 estados da costa leste e no Distrito de Columbia.

sistema (Figura 1).

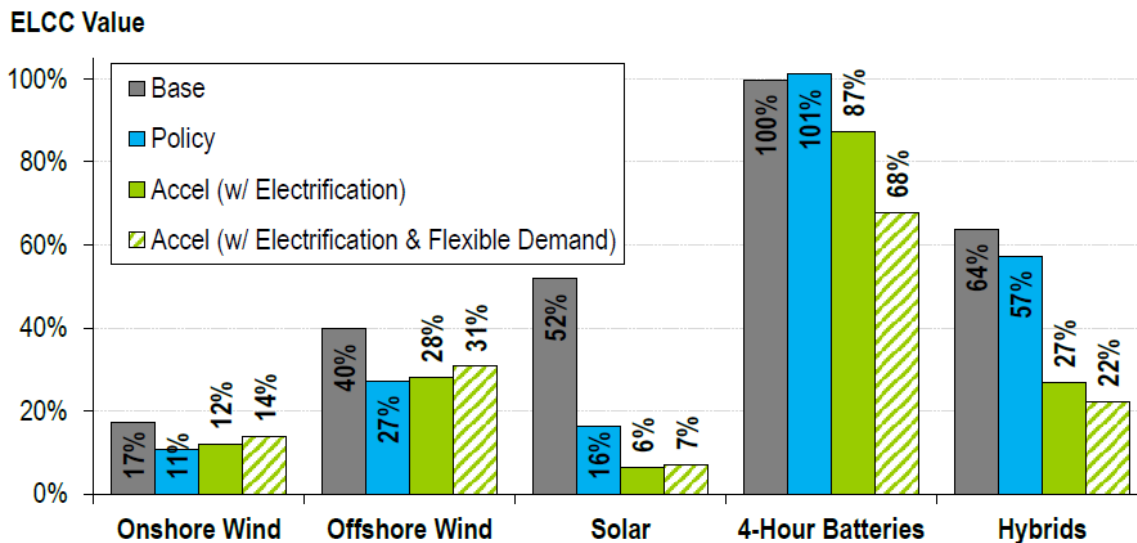


Figura 1: Contribuição para Atendimento a Demanda de Ponta do Sistema de tecnologias que contribuem para transição energética. Fonte: PJM, 2024. Energy Transition in PJM: Flexibility for the Future. Nota: Cenário “Policy”: substituir 41 GW de geradores fósseis para 84 GW de geração renovável + armazenamento, Cenário “Accel”: substituir 71 GW de geradores fósseis para 275 GW de geração renovável + armazenamento. ELCC: Effective Load Carrying Capability.

Essa contribuição revelou-se mais efetiva do que arranjos combinados, em que os atributos de energia e capacidade se confundem. O ELCC de um recurso gerador é uma medida da capacidade desse recurso para produzir energia quando a rede tem maior probabilidade de sofrer défices de eletricidade. Dessa forma, recomenda-se que esta modalidade deve ser considerada como alternativa para provimento de capacidade, uma vez que o leilão tem por objetivo a contratação de disponibilidade de potência elétrica para atender a necessidade sistêmica.

### Sistemas de Armazenamento como Ativo de Transmissão

Considerando-se a participação no LRCAP de arranjos *stand-alone* para as baterias, propõe-se que empresas de Transmissão e de Distribuição possam participar do Leilão, fazendo ofertas para implementação atendendo as especificações do Edital, da mesma forma que as Transmissoras fazem ao participar de um Leilão de Expansão da Rede de Transmissão.

Se uma empresa de Transmissão, essencialmente regulada, vencer o LRCAP para o fornecimento de baterias, o equipamento deverá ser incorporado como ativo de transmissão da empresa vencedora do Certame, sendo então remunerada a partir de um componente de

Receita Fixa, definida no processo concorrencial do LRCAP, em tudo similar a uma Receita Anual Permitida (RAP).

Considera-se que as baterias serão operadas por comando do Operador, conforme previsto na Portaria GM / MME nº 812 de Setembro de 2024, cumprindo observar que a utilização de sistemas de armazenamento nos segmentos de transmissão e distribuição permite a prestação de diversos serviços que trazem segurança operativa, confiabilidade e flexibilidade ao sistema elétrico, de forma a beneficiar todos os agentes. Reconhecer e regular estes serviços torna-se fundamental para a promoção dessa evolução no sistema elétrico, conforme já se observa no cenário internacional e, de forma incipiente, no nacional.

Ressalta-se que a combinação de baterias a sistemas de geração ainda carece de definições das questões debatidas na CP-039/2023/ANEEL, que teve como objetivo obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis, como a definição do MUST a ser aplicado e a definição do modo de outorga para usina de geração com sistema de armazenamento.

### **Afastar Exigência de Licença Ambiental Prévia**

Sugerimos excluir a necessidade de apresentação de relatório de impacto ambiental e de Licença Prévia, Licença de Instalação e/ou Licença de Operação emitida por Órgão Ambiental, na etapa de cadastramento e habilitação técnica do empreendimento.

A ausência de processos instituídos pelos órgãos ambientais, considerando o tipo de empreendimento, pressupõe que o risco poderá ser alocado ao empreendedor, de forma análoga ao que já é praticado no segmento de transmissão.

Como exemplo citamos o caso do sistema de armazenamento por baterias instalado na subestação Registro, no litoral sul de São Paulo (caso seja permitida a construção dentro da Área de Desenvolvimento de Subestações - ADS).

### **Sinal Locacional**

Um dos pontos centrais na discussão em relação à escolha do modelo de implementação dos sistemas de armazenamento por baterias no SEB está intimamente vinculado ao mapeamento de quais regiões geográficas e/ou elétricas que demandariam, de modo mais eficiente, a utilização das baterias. Em outras palavras, a melhor contribuição dos dispositivos de armazenamento ao sistema advém de sua correta alocação na rede elétrica,

com a definição das regiões geográficas e/ou elétricas que seriam de fato prioritárias em relação à implantação de facilidades de armazenamento, dando efetiva primazia ao seu sinal locacional.

Pode-se destacar que dispositivos de armazenamento por meio de baterias podem prover:

- i. Flexibilidade operativa da rede elétrica em locais que esta tenha alcançado suas limitações e/ou esteja condicionada às obras de expansão da rede elétrica, cujo horizonte de realização ainda não possua previsibilidade de realização; e
- ii. Alocação aprimorada da geração, com a mitigação dos problemas afetos à alocação de geração de energia junto à carga.

No quesito locacional, entende-se que não há metodologia direcionada ao assunto, portanto, há a necessidade de explorar o tema com intuito de se estabelecer um procedimento eficaz na determinação de localidades propícias ao recebimento de sistemas de armazenamento. Nesse contexto, considera-se que as particularidades provenientes de estudos de Margem de Transmissão possam, de alguma forma, oferecer elementos para localização inicial de barras candidatas.

Posteriormente essas localidades podem ser submetidas a análises de fluxo de potência ótimo, juntamente com métricas de confiabilidade, como forma de avaliação dos montantes demandados pelo sistema, em termos de ganhos à operação interligada. Entende-se que a definição dos Barramentos Candidatos mencionado na minuta, definidos a partir de metodologia desenvolvida pela EPE, leva em conta a proximidade que o dispositivo vai estar em relação à carga a ser atendida no horário de ponta. Não obstante, é importante que esta metodologia seja compartilhada com os agentes para permitir uma melhor assimilação dos riscos locais envolvidos.

Com o objetivo de otimizar a incorporação desses atributos ao SEB, antes da realização do LRCAP 2025, seria fundamental o aperfeiçoamento dos estudos de expansão da rede elétrica relacionados aos seguintes aspectos:

- Comparação entre os custos de expansão da rede elétrica e a adoção de sistemas de armazenamento por baterias, para o fim de justificativa e adoção do critério de menor custo global, menor dimensionamento técnico da solução a ser adotada e efetividade da medida para a resolução dos problemas identificados;
- Indicação locacional das regiões geográficas e/ou elétricas em que os sistemas de armazenamento por baterias devem ser contratados, por meio da constituição de lotes



e/ou da demanda de potência para armazenamento de energia.

### **Tarifas de Uso da Rede (TUST/TUSD)**

Como é sabido, os sistemas de armazenamento de energia elétrica ainda carecem de regulamentação pela ANEEL. Em outubro de 2023, no âmbito da Consulta Pública nº 39/2023, as áreas técnicas da Agência identificaram que o atual arcabouço normativo é insuficiente para valorar adequadamente os benefícios dos sistemas de armazenamento. Por essa razão, foi aberta a mencionada Consulta Pública, com o objetivo de receber contribuições dos agentes sobre a regulamentação dos sistemas de armazenamento.

Na Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 01/2023 que acompanhou a abertura da Consulta Pública, foram apresentados aspectos relevantes da metodologia tarifária a ser aplicada ao pagamento do uso da rede pelos sistemas de armazenamento.

Na ocasião, verificou-se que as Regras de Transmissão e os Procedimentos de Rede não concedem tratamento ao sistema de armazenamento para fins de definição da precificação do uso da rede.

Sobre a questão, foi ponderado que o sistema de armazenamento possui um caráter híbrido, pois tanto haveria o perfil de consumo, com a absorção de potência nos momentos de armazenagem da energia, quanto haveria o perfil de geração, com a injeção da energia armazenada na rede elétrica.

Uma possibilidade regulatória seria a adoção de uma tarifa baseada no perfil dominante de operação do empreendimento, sendo apenas os eventuais excedentes aplicados à tarifa do perfil menos representativo. Por exemplo, caso o empreendimento absorva mais potência do que gere, se aplicaria tarifa do consumo e apenas os eventuais excedentes de geração seriam tarifados sob tarifa de geração. Esta alternativa foi externalizada pela ANEEL no Relatório de AIR emitido na CP 39/2023.

Um aspecto importante para essa solução é evitar que o recurso de armazenamento sofra uma “dupla cobrança” pelo uso da rede. Na experiência internacional, esse é um ponto crítico na viabilização dos dispositivos e objeto de intensas discussões regulatórias.

De acordo com a Agenda Regulatória da ANEEL, aprovada pela Portaria ANEEL nº 6.876/2023 e revisada pela Portaria ANEEL nº 6.904/2024, a norma que promoverá as adequações regulatórias para a inserção de sistemas de armazenamento só será editada pela Agência em 2025 e, ademais disso, não está definido em qual semestre do referido ano isso ocorrerá. Por outro lado, conforme o cronograma estimado para a realização dos Leilões para Contratação de Reserva de Capacidade, aprovado pela Portaria Normativa nº



57/GM/MME/2022, o LRCAP 2025 será realizado em julho do próximo ano. Sendo assim, percebe-se que, no âmbito da regulamentação da ANEEL, ainda não restou definido qual tarifa será aplicável aos sistemas de armazenamento, se a tarifa de consumo ou a tarifa de geração, ao passo que o LRCAP irá ocorrer em julho de 2025.

Dessa forma, a indefinição acerca da precificação pelo uso da rede dos sistemas de armazenamento por meio de bateria pode gerar prejuízos à definição da receita fixa no âmbito do LRCAP 2025. Isso porque, a diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa geração impacta a formação do preço para o lance do valor da receita fixa pelos proponentes, o que pode ocasionar uma distorção econômico-financeira aos contratos que serão celebrados. Assim, existe o risco de que os empreendedores não logrem obter um valor da receita fixa com a segurança necessária em relação à precificação tarifária pelo uso da rede.

Para endereçar essa situação, uma sugestão seria considerar a aplicação de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição ao perfil mais significativo do dispositivo para efeito de Leilão apenas, de modo a permitir uma comparação justa de custo entre dispositivos em diferentes localidades. Não obstante, uma vez decidido o vencedor do Certame a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição seria alocada na Conta de Potência para Reserva de Capacidade, não constituindo custo para o Empreendedor, que não teria esse fator de incerteza na formação de sua oferta de preço para a Receita Fixa, entendendo-se que essa definição reverteria em vantagem para o Consumidor.

### **Retirar Alínea III do Artigo 11 da Portaria GM/MME nº 812/2024**

Na hipótese de a bateria ser incorporada na base de ativos da transmissora e ser recompensada a partir da Receita Fixa similar à RAP, não se faz necessário o dispositivo previsto no inciso III do Artigo 11 da Portaria GM/MME nº 812/2024, que estabelece que “na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por *constrained-off*.”

### **Extensão do Prazo Contratual para 15 anos**

Propõe-se o aumento do prazo de vigência contratual para 15 anos, como instrumento para suporte da efetiva remuneração do ativo.

Experiências internacionais, por exemplo, como dos parques *Vistra's Moss Landing*

*Energy Storage Facility*<sup>2</sup> e o *AES Alamos Battery Energy Storage System*<sup>3</sup>, mostram que para o provimento de capacidade, os prazos celebrados com o operador da Califórnia CAISO para os contratos de capacidade foram de 15 e 20 anos.

Em complemento, o estado da arte apresenta uma vida útil em média 15 anos<sup>4</sup> para as baterias a íon de lítio, o que reforça a necessidade de extensão do contrato para até quinze anos. Soma-se a isto o elevado custo de investimento do SAEB com porte superior a 30 MW, conforme previsto na minuta de Portaria para o Leilão.

Além disso, a extensão do prazo contratual propiciará uma suavização da amortização dos investimentos associados aos empreendimentos contratados neste certame, o que refletirá em menores valores dos lances e consequentemente beneficiará a modicidade tarifária.

### **Assegurar o Tempo de Recarga do SAEB entre Despachos**

A proposta apresentada na Portaria GM/MME nº 812/2024, em seu Artigo 4º, parágrafo 2º, prevê a entrega da disponibilidade de potência máxima é igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS, durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.

Entretanto, no parágrafo 3º, determina que, por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima.

Neste ponto, recomenda-se que a redução deste parágrafo seja complementada para clareza quanto a garantia ao tempo de recarga do empreendimento.

Observa-se que a minuta estabelece que fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida, fato que reforça a necessidade de garantia de tempo de recarga do empreendimento entre despachos.

---

<sup>2</sup> [Vistra, 2021. Vistra Completes Milestone Expansion of Flagship California Energy Storage System. <https://investor.vistracorp.com/2023-08-01-Vistra-Completes-Milestone-Expansion-of-Flagship-California-Energy-Storage-System>.](https://investor.vistracorp.com/2023-08-01-Vistra-Completes-Milestone-Expansion-of-Flagship-California-Energy-Storage-System)

<sup>3</sup> <https://www.aes.com/blog/aes-alamitos-battery-energy-storage-system-made-history-heres-why-it-matters>

<sup>4</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage#MIKY3RBI](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage#MIKY3RBI)

## Compatibilizar Penalidades com Parcela Variável na RAP

Na hipótese de as baterias serem tratadas como ativos de transmissão, entende-se que as penalidades por indisponibilidade devem ser aplicadas com base nas regras existentes para os serviços de transmissão.

No caso da Transmissão, há regramento específico para a apuração mensal das Parcelas Variáveis referentes à disponibilidade de instalações. No processo é previsto um desconto da RAP em função da indisponibilidade de operação de seus equipamentos. Nestas situações, a RAP tem um abatimento considerado como Parcela Variável por indisponibilidade, existindo um limite máximo estabelecido no regramento, que corresponde ao limite de 12,5% do valor da RAP (ex. ONS, Procedimento de Rede – Submódulo 15.12).

Destaca-se que o serviço de reserva de potência é remunerado por disponibilidade, além da operação do equipamento ser coordenada pelo próprio ONS. Desse modo, entende-se que na eventual inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, por restrições energéticas ou elétricas, não deverão ser aplicadas penalizações ao agente, caso comprovado que o sistema de armazenamento estava disponível na ocasião em questão.

Por fim defendemos que a bateria seja utilizada como Função de Transmissão, considerando localização definida pela EPE e ONS, refletindo unicamente necessidades sistêmicas, permaneceremos à disposição para quaisquer esclarecimentos necessários, reiterando os mais elevados votos de estima e consideração.

Atenciosamente,

*(assinado digitalmente)*

---

Paulo Vollu Cyriaco  
Diretor Executivo  
QUANTUM

*(assinado digitalmente)*

---

Fábio Silva Marques  
Superintendente Regulatório  
QUANTUM