

	ATA DE REUNIÃO		Data: 26/06/2025
	Tema: 5ª Reunião do Grupo de Estudo de Transmissão GET Sudeste – Área MG		
	Local: Videoconferência		
	Horário: 10:00 – 12:00		

Participantes: Listados ao final.

Pauta

A reunião teve por objetivo:

- Apresentar o diagnóstico referente ao sistema regional elétrico do estado de Minas Gerais, conforme diretrizes do Plano Decenal de Expansão 2034 (PDE 2034);
- Apresentar os estudos concluídos e em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes ao sistema elétrico do estado de Minas Gerais;
- Divulgar estudos futuros programados pela EPE para o sistema elétrico do estado de Minas Gerais;
- Receber comentários e sugestões sobre assuntos gerais de agentes do setor.

Registros

No início da reunião, o superintendente de Transmissão de Energia da EPE, Thiago Dourado, agradeceu a presença dos participantes e ressaltou a importância das contribuições de todos os agentes para um diagnóstico assertivo dos problemas verificados em cada região e na elaboração dos estudos de planejamento.

- 1) Lucas Simões (EPE), coordenador do Grupo de Estudos de Transmissão (GET) da região Sudeste, iniciou informando sobre a dinâmica da reunião, ressaltando que a apresentação seria feita pelos analistas da EPE, Armando Fernandes, Davi Magalhães e Iago Stanciolle. Foi comentado que, diferentemente de anos anteriores, os estados Rio de Janeiro e Espírito teriam uma reunião específica no período da tarde. Também foi apresentado um breve roteiro sobre os itens a serem abordados na reunião.
- 2) Davi Magalhães (EPE) iniciou a apresentação técnica destacando a grande quantidade de obras licitadas nos últimos leilões de transmissão para Minas Gerais e que ainda se encontram em fase de construção. As obras que possuem relevante impacto sistêmico são referentes a extensas linhas de 500 kV interligando o estado da Bahia (Região Nordeste) ao estado de Minas Gerais (Região Sudeste), aumentando consideravelmente a capacidade de exportação do excedente de geração da região Nordeste do país e Norte de Minas Gerais. Além disso, também foi citada a nota técnica conjunta entre ONS e EPE que recomendou três compensadores síncronos em Minas Gerais, sendo um na SE Paracatu 4 e outros dois na SE Nova Ponte 3. Esses equipamentos serão licitados no leilão de transmissão 04/2025, que irá ocorrer em outubro do ano vigente. Por fim, também foi destacada o conjunto de instalações entre as subestações Governador Valadares 2 e Mascarenhas, que atingiram o final de contrato de concessão e foram relitadas no lote 1A do leilão de

transmissão 02/2024, tendo a Engie como vencedora. Neste mesmo lote, foi licitada a nova linha 345 kV Jaguará – Araxá 3. A data contratual é dezembro de 2029.

- 3) Davi Magalhães (EPE) então deu prosseguimento com informações sobre os dados considerados de carga e da micro e minigeração distribuída (MMGD) no estado de Minas Gerais para as avaliações do Diagnóstico do PDE 2034, ressaltando que a carga máxima diurna e noturna do estado alcançam cerca de 12 GW ao final do horizonte analisado (2039). No entanto, devido à elevada geração da MMGD, a carga líquida observada durante o período diurno é significativamente menor. O estado possui atualmente uma capacidade instalada de MMGD de cerca de 5 GW, e segundo os dados enviados pelas distribuidoras, poderá atingir 12 GW ao final do horizonte de análise.
- 4) Pela primeira vez nos estudos do Plano Decenal de Energia, foram solicitados dados de carga para o período de mínima diurna, que é a previsão da menor carga líquida coincidente na área de concessão de cada distribuidora durante a 7ª até 18ª hora do dia. Os dados recebidos mostram que a partir de 2029 pode haver carga líquida negativa, ou seja, a MMGD poderá suprir toda a carga do estado em determinados momentos. Lucas Simões (EPE) esclareceu que com o avanço da MMGD, parte da energia consumida pelas residências é gerada localmente, o que significa que essa parcela não é percebida pelo sistema de transmissão. Assim, a diferença entre carga bruta (consumo total) e carga líquida (a carga observada pela transmissão) se torna relevante para o planejamento. No cenário de carga mínima diurna, o sistema pode não visualizar carga da distribuidora, já que grande parte do consumo está sendo atendida localmente. Esse fenômeno traz desafios operativos e de planejamento, e a situação está sendo acompanhada por grupos de trabalho específicos.
- 5) Dando prosseguimento, Davi (EPE) apresentou os principais cenários elétricos utilizados nos estudos de planejamento da expansão da rede de transmissão em Minas Gerais para o PDE 2034. Além dos cenários de referência públicos disponibilizados no site da EPE, foram elaborados cenários críticos, com o objetivo de estressar a rede e identificar situações de sobrecarga, subtensão e necessidade de reforços. Os cenários analisaram o horizonte de 2028 a 2039 e consideraram toda a geração fotovoltaica em operação e com contrato (CUST/CUSD) assinado (aproximadamente 17 GW em MG). Foram destacados os seguintes cenários para avaliação das restrições no estado de Minas Gerais:
 - Cenário 1-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste;
 - Cenário 1-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Nordeste;
 - Cenário 2-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Norte;
 - Cenário 2-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Norte;
 - Cenário 3: Carga Mínima Diurna com elevada geração fotovoltaica no estado de MG;
 - Cenário 4: Carga Mínima Noturna para avaliação de sobretensões.

- 6) Foi ressaltado que a maior parte dos problemas observados nos estudos de transmissão em Minas Gerais se concentram nos cenários diurnos, que consideram uma elevada geração solar em conjunto com altos intercâmbios vindos do Nordeste (Cenário 1-A). Nos cenários noturnos, apesar dos intercâmbios também estarem em níveis elevados, as linhas apresentam carregamento significativamente menor, pois o excedente de geração solar não está presente e o fluxo é voltado majoritariamente ao atendimento da carga local. Esses cenários noturnos são relevantes para avaliar situações de sobrecarga convencional (ligadas à demanda e não à geração), especialmente em regiões de fronteira com a distribuição, reforçando a importância de considerar tanto os impactos da geração quanto os desafios tradicionais de suprimento à carga. Também foram analisados os cenários com elevada exportação via sistema Norte, com maximização dos bipolos de Belo Monte e Graça Aranha.
- 7) Alexandre Melo (Atlas) questionou a diferença nos valores totais considerados de exportação do Norte e Nordeste pela rede CA entre os cenários diurno (até 10 GW) e noturno (até 14 GW) com elevada exportação da região Norte. Davi Magalhães (EPE) respondeu que não foi possível fechar o balanço carga geração do SIN considerando os elevados intercâmbios das regiões Norte e Nordeste simultaneamente com a elevada geração solar da região Sudeste (especialmente Minas Gerais) nos cenários diurnos, e por conta disso foi necessária uma leve redução do valor de intercâmbio nesse caso específico. Além disso, foi reforçado que o cenário com exportação máxima do Nordeste é o mais crítico para maioria das violações de carregamento verificadas na rede de transmissão do estado.
- 8) Dando sequência a apresentação, Davi Magalhães (EPE) apresentou as principais considerações relacionadas a região Norte do estado, destacando a análise de possíveis fluxos reversos e sobrecargas nas transformações de fronteira da região em cenários de carga mínima diurna e alta geração fotovoltaica centralizada e distribuída (MMGD). A análise identificou situações críticas de fluxo reverso especialmente em Jaíba, Janaúba, Paracatu 4 e Pirapora 2. Esta última com potencial de agravamento caso se concretize a migração do consumidor livre Liasa do setor de 138 kV para o de 500 kV da subestação Pirapora 2. Destaca-se que são cenários de baixa permanência, e com grandes chances de cortes prévios de geração pelo operador por razões energéticas.
- 9) Também foi comentado sobre uma problemática trazida a EPE pela CEMIG-D no início do ano, onde a região noroeste do estado apresenta forte crescimento de carga impulsionado pelo agronegócio, com demanda reprimida significativa. A carga máxima noturna da região enviada ao plano decenal foi de 154 MW, mas já em 2024 observou-se uma demanda verificada de 225 MW, com contratos assinados somando 182 MW e pareceres de acesso válidos de 48 MW, podendo atingir 456 MW no curto prazo. A projeção para 2039 pode chegar a quase 700 MW, enquanto o PDE 2034 considera apenas 200 MW nesse mesmo ano. Isso acontece, pois a distribuidora precisa enviar para o plano decenal a previsão de carga por barramento no instante de maior carga bruta coincidente em toda sua área de concessão, e isso não necessariamente reflete o período mais crítico em cada subregião.

- 10) Mesmo com uma grande expansão planejada, foi verificado que a rede de distribuição da região noroeste não suporta o crescimento projetado da demanda. Foram identificados colapsos de tensão já no início do horizonte analisado (2028) na região de Buritis e Unaí, além de sobrecargas no eixo 138 kV entre as subestações Paracatu 4 e Unaí 5. Rebatimentos também foram observados na rede básica, onde foi verificada a possibilidade de sobrecarga na transformação 345/138 kV da SE Pirapora 2 no período de ponta noturno, o que não era previsto nos últimos diagnósticos do plano decenal. A possível migração do consumidor Liasa do setor de 138 kV para o de 500 kV na SE Pirapora 2 aliviaria esse carregamento observado no período noturno, porém, conforme comentado anteriormente na reunião, agrava o fluxo reverso observado no período diurno. A EPE informou que está programado para o segundo semestre de 2025 um estudo específico (R1) para diagnóstico e proposição de soluções estruturais para o atendimento ao noroeste de Minas.
- 11) Carolina Borges (ONS) pediu a palavra para comentar sobre a situação do consumidor livre LIASA, ela informou que, até o momento, o consumidor não entrou em contato com o ONS para assinatura do contrato, e que o Parecer de Acesso perdeu sua validade. A EPE avaliará a necessidade de contato com o agente para confirmar o interesse de migração, dada a relevância para o resultado dos estudos.
- 12) Rodrigo Valadão (CEMIG-D) reforçou que, do ponto de vista da distribuição, todos os reforços possíveis já foram executados ou planejados. A distribuidora aguarda reforços na Rede Básica para atender a demanda crescente da região.
- 13) Em relação a região do triângulo mineiro, Davi Magalhães (EPE) apresentou sobrecargas verificadas em cenários diurnos e com elevada exportação da região nordeste na linha 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do circuito paralelo, e na linha 345 kV Jaguará – Luiz Carlos Barreto na contingência da linha 500 kV Jaguará – Estreito C2. Esses resultados serão compatibilizados com estudos em andamento da equipe de interligações da EPE e com o ONS para embasar início de estudo em 2026 que recomende eventuais soluções estruturais para esses problemas.
- 14) Alan Paulo (HRZ Transmissoras) relatou que a linha de 500 kV Estreito – Cachoeira Paulista vem operando com carregamentos próximos ao limite de carregamento com frequência e questionou sobre estudos do planejamento de longo prazo que possam aliviar o carregamento dessa linha. Lucas Simões (EPE) mencionou os diversos corredores de transmissão que irão entrar em operação nos próximos anos, apresentados no início da reunião, devem contribuir para o alívio desse carregamento. Entretanto, não há um estudo específico atualmente focado nessa linha de transmissão. Alan (HRZ) então mencionou que estão preparando um estudo operacional da linha para discussão com o ONS, e Carolina (ONS) se colocou à disposição para fazer essa reunião, além de enfatizar a importância de envolver a equipe de curto prazo.
- 15) Davi Magalhães (EPE) iniciou a apresentação da região sul de Minas, apontando sobrecargas verificadas em cenários diurnos e com elevada exportação da região norte e nordeste no eixo

345 kV entre Furnas, Poços de Caldas e Guarulhos. Foi informado que essas restrições estão sendo tratadas no estudo em andamento de reforço da região central de São Paulo - Parte 2, coordenado pelo GET São Paulo, com foco em atender o crescimento da demanda por Data Centers. As soluções incluem recapacitações, instalação de equipamentos FACTS/SSSC e adição de um terceiro transformador 500/345 kV em Poços de Caldas. O relatório está em fase final e está previsto para ser emitido no mês de julho.

- 16) Armando Leite (EPE) prosseguiu a reunião abordando problemas no sistema 345 kV da região Central e Mantiqueira de Minas Gerais, decorrentes de elevado fluxo passante (exportação do nordeste e geração fotovoltaica no norte de MG) nessa malha de transmissão. Foram destacadas a possibilidade de sobrecargas em contingências simples nas seguintes linhas de transmissão: (i) Linha 345 kV Betim – Barreiro; (ii) Linha 345 kV Itabirito2 – Ouro Preto 2; (iii) Linha 345 kV Jeceaba – Itabirito 2 C1; (iv) Linha 345 kV Conselheiro Lafaiete – Jeceaba; (v) Linha 345 kV Barbacena – Lafaiete; e sobrecarga no transformador 500/345 kV de Santos Dumont 2 em condição normal de operação. Foi destacado que soluções estruturais para essas restrições estão sendo avaliadas por estudo em andamento na EPE.
- 17) Foi explicado que, diante das dificuldades ambientais enfrentadas na região central de Minas Gerais, esse estudo foi dividido em duas partes: Parte 1, com obras da região da Mantiqueira, será emitida em julho; e Parte 2, referente à região central, será emitida até o final do ano, após resolução das pendências ambientais.
- 18) Foram apresentadas as obras que serão recomendadas na parte 1 do estudo, com objetivo de eliminar as sobrecargas verificadas na região da Mantiqueira. As obras determinativas, que seguirão para outorga imediata, são a recapacitação da linha 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 e da linha 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba C1, além da nova linha 500 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2. As obras indicativas, que ficarão no cesto de obras do planejamento até consolidação da necessidade de outorga em conjunto com o ONS e finalização de estudos em andamento da equipe de interligações da EPE, são a recapacitação da linha 345 kV Jeceaba – Lafaiete e da linha 345 kV Lafaiete – Barbacena, além de um 2º transformador 500/345 kV na subestação Santos Dumont 2. Armando Leite (EPE) aproveitou para parabenizar o trabalho técnico realizado pela CEMIG-GT nos estudos sobre viabilidade das recapacitações, que será anexado ao relatório R1 a ser emitido em julho.
- 19) Em seguida, foram apresentados os efeitos das obras determinativas que serão recomendadas na parte 1 do estudo. Foram observadas melhorias satisfatórias na redução dos carregamentos previstos nas linhas 345 kV Itabirito – Ouro Preto, Itabirito – Jeceaba C1 e do transformador 500/345 kV na subestação de Santos Dumont 2.
- 20) Paulo Renato (DATLAZ) questionou se a transformação 500/345 kV da subestação Presidente Juscelino foi contemplada nas análises, pois é um equipamento que tem ocasionado sérias restrições de geração fotovoltaica na região norte de Minas Gerais atualmente. Armando (EPE)

respondeu que não foram identificados problemas estruturais em Presidente Juscelino no médio/longo prazo, pois as avaliações consideraram todas as obras já outorgadas, em especial as linhas 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, C1 e C2, que deverá aliviar de forma significativa o carregamento dessa transformação. Reconheceu, no entanto, que podem existir restrições operativas atuais até a conclusão das obras, não captadas nos estudos da EPE, que consideraram como horizonte inicial o ano de 2028, já considerando diversas que ainda estão em construção. Lucas (EPE) reforçou que a região de Presidente Juscelino concentra atualmente grande volume de fluxo por conta da ausência de obras estruturantes que já foram licitadas, e que estudos realizados em 2021, no âmbito do Norte de Minas, já previam esse problema e propuseram soluções hoje em implantação. Essas obras, em andamento, devem aliviar os gargalos à medida que forem entrando em operação, inclusive com algumas antecipações já programadas.

- 21) Armando (EPE) iniciou a explanação sobre os desafios, especialmente socioambientais, para conclusão dos estudos na região central de Minas, destacando a linha de transmissão 345 kV Betim - Barreiro. Ressaltou que essa linha possui baixa capacidade e não há possibilidade de recapacitação devido à invasão da faixa de servidão. Foi informado que está sendo considerada sua desmobilização, sendo substituída por um seccionamento da linha 345 kV Pimenta – Taquaril, próximo à SE Barreiro. Foi informado que o novo traçado previsto envolve um trecho de 250 metros dentro do Parque Estadual da Serra do Rola-Moça, o que implicou em tratativas com o Instituto Estadual de Florestas (IEF-MG). Apesar da proposta representar uma significativa redução de impacto ambiental (substituindo 1,5 km de trechos de linha dentro do parque por 250 metros), a legislação local impõe severas restrições a novas construções no parque. A Cemig já elaborou o detalhamento técnico solicitado, e a EPE aguarda retorno do IEF sobre a viabilidade da liberação da obra. Caso a obra dentro do parque não seja viabilizada, o seccionamento deverá ser feito fora da área protegida, onde há grandes dificuldades técnicas, como cruzamentos com outras linhas, densa área urbana e presença de ferrovia. Essa alternativa seria menos vantajosa do ponto de vista operacional e econômico.
- 22) Lucas (EPE) complementou que o restante do trecho da linha 345 kV Betim – Barreiro atravessa uma densa zona urbana, com múltiplas invasões da faixa de servidão. Essas condições dificultam intervenções técnicas e até mesmo a remoção da linha, colocando a população em risco e reforçando a necessidade de encontrar solução para sua retirada.
- 23) Armando (EPE) destacou que a complexidade da situação envolve múltiplos aspectos: elétrico, ambiental, operacional, social e político. O objetivo é equacionar esses fatores para chegar à melhor solução possível. A previsão é de definição até novembro de 2025, visando permitir a conclusão da parte 2 do estudo e eliminar a restrição imposta pela linha 345 kV Betim – Barreiro.
- 24) Iago (EPE) deu sequência à apresentação comentando sobre os principais desafios da região Leste de Minas Gerais. Destacou que a região conta com uma rede antiga de 230 kV, onde diversas subestações possuem arranjos não convencionais fora dos padrões vigentes dos Procedimentos de Rede, com limitações técnicas e estruturais que demandam atenção.

- 25) Sobre a subestação Timóteo 1, informou que o atendimento atual ocorre por meio de um radial singelo de 3,1 km a partir de Timóteo 2, com derivação em tape, o que compromete o suprimento em caso de contingência, passando a depender de transferências via alimentadores de 13,8 kV da distribuidora. A subestação possui dois transformadores 230/13,8 kV e está situada em área urbana e industrial restrita (6.000 m²), o que dificulta sua ampliação ou readequação. Por esses motivos, uma avaliação para atendimento das cargas supridas por essa subestação será incluída em estudo específico da região Leste, previsto para o segundo semestre de 2025.
- 26) Após isso, tratou-se da subestação Nova Era 2, situada entre as subestações Itabira 2 e Guilman Amorim. Foi explicado que é uma subestação de chaveamento construída em 1991, com arranjo extremamente simplificado e sem recursos de supervisão ou controle remoto, aparecendo constantemente no indicador de teleassistência do ONS (SGTELEASST). Também apresenta limitações de área e terreno desfavorável, possuindo três platôs em diferentes níveis. Será incluída no estudo regional mencionado a viabilidade de adequação da subestação aos requisitos vigentes de teleassistência.
- 27) Também foi destacada a subestação Conselheiro Pena, próxima à divisa com o Espírito Santo. Essa SE atende cargas por meio de transformações 230/69 kV e 230/13,8 kV, e em situações de contingência são realizadas transferências de carga por meio de uma transformação 69/13,8 kV. No entanto, foi informado que a contingência do transformador 230/69 kV pode sobrecarregar a transformação de 230/13,8 kV e, além disso, diagnósticos da CEMIG-D apontam a possibilidade de subtensões na rede interna 69 kV a partir de 2027 e sobrecarga da linha de distribuição 69 kV Conselheiro Pena – Resplendor em 2031. Um dos transformadores 69/13,8 kV também foi cadastrado em final de vida útil no ciclo SGPMR de 2024. Diante do conjunto de restrições, o atendimento dessa subestação também será avaliado no estudo regional programado para o segundo semestre de 2025.
- 28) Em relação à subestação Mesquita 500/230 kV, foi mencionado que o compensador síncrono (- 60/+ 100 Mvar) conectado ao enrolamento terciário do transformador T1 e o transformador T3, além dos quatro bancos de capacitores (28,8 Mvar cada) conectados em seu enrolamento terciário, estão no final da vida útil regulatória e física, respectivamente. Está em andamento um estudo conduzido pela CEMIG-GT sob coordenação da EPE, com previsão de conclusão para julho de 2025, visando avaliar a modularização da transformação 500/230 kV e a necessidade de compensação reativa na subestação, considerando um horizonte de longo prazo até 2039.
- 29) Em seguida, Iago (EPE) apresentou os pontos de destaque e programação de atividades 2025 para os estudos de planejamento de transmissão do estado de Minas Gerais. Foi ressaltado que, dado o papel estratégico de Minas Gerais como corredor de transmissão, é essencial o acompanhamento de novos estudos de interligação e conexão grandes cargas, como projetos de hidrogênio verde e Data Centers, que estão em andamento na EPE, e podem influenciar de forma significativa o desempenho da malha de transmissão do estado.

- 30) Sobre a programação de estudos para 2025, todos foram mencionados anteriormente durante a reunião, no entanto foi reforçado que: (i) a primeira parte do estudo da Mantiqueira está em fase final, com previsão de finalização em julho/2025; (ii) a parte referente à Região Metropolitana de Belo Horizonte tem previsão de conclusão até novembro/2025; (iii) os estudos das regiões Noroeste e Leste de Minas têm previsão de início no 2º semestre.
- 31) Lucas (EPE) agradeceu às apresentações e destacou que a etapa de diagnóstico, que envolve a interlocução com diversos agentes, é essencial para garantir alinhamento dos estudos com a realidade do sistema elétrico. Em seguida, abriu espaço para os participantes contribuírem com comentários, sugestões e pontos adicionais.
- 32) Alessandro Dutra (Petrobras) comentou sobre a dificuldade enfrentada atualmente com o elevado volume de geração renovável no SIN, especialmente relacionado aos elevados montantes de cortes de geração por confiabilidade e sobreoferta de energia, ressaltando que, embora o sistema seja robusto, a ausência de carga suficiente impede o aproveitamento adequado da geração. Em seguida, questionou sobre a viabilidade de instalar grandes cargas, como data centers, nas regiões geradoras, e não em centros de consumo distantes como São Paulo, que podem agravar os gargalos de transmissão. Lucas Simões (EPE) respondeu que o desafio é global e que os cortes por questões de confiabilidade estão relacionados principalmente ao descompasso entre a expansão da geração e os reforços na transmissão. Explicou que, por meio dos diagnósticos e reuniões setoriais, busca-se antecipar esses problemas, destacando que parte das restrições atuais serão solucionados com a entrada em operação de reforços recém-licenciados. Sobre a instalação de grandes consumidores em locais próximos a geração, Lucas ressaltou a importância de discutir incentivos locais e soluções integradas envolvendo geração, transmissão, armazenamento e gestão de carga.
- 33) Felipe Venturim (CTG Brasil) questionou quais discussões regulatórias estão sendo conduzidas para enfrentar o problema do *curtailment* e como estão sendo tratadas questões como a ausência de supervisão da geração distribuída, o uso de tecnologias como baterias e a inserção de novas cargas como hidrogênio verde. Lucas (EPE) respondeu que há um grupo de trabalho (GT) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com participação da EPE, ONS e ANEEL, que busca discutir o problema de forma ampla. Nesse ponto, Lorena (MME) ressaltou que a transmissão é planejada conforme a necessidade de atendimento a demanda, e não exclusivamente da geração. Reforçou também que, embora tecnologias como baterias sejam promissoras, ainda enfrentam desafios de viabilidade econômica em larga escala. Carolina Borges (ONS) destacou a complexidade do tema e informou que o ONS divulgou recentemente um relatório relacionado ao GT *Curtilment*, sobre o diagnóstico e perspectiva de evolução dos cortes de geração no Brasil nos próximos anos. Também mencionou a Consulta Pública nº 45 da ANEEL, que poderá estabelecer regras mais claras para o gerenciamento do *curtailment* quando concluída.

- 34) Letícia Valladares (SEDE-MG) questionou se foram feitas avaliações considerando o benefício da instalação de baterias no estado de Minas Gerais. Lucas (EPE) esclareceu que o PDE 2034 já incorpora baterias de forma macro, mas sem detalhamento locacional. Explicou que os próximos passos envolvem avaliar cadastros e propostas para leilões, o que permitirá amadurecer os estudos e inserir baterias como solução de forma mais dirigida.
- 35) Lucas Simões (EPE) finalizou a reunião agradecendo a todos pela presença e pela participação, e informou que a EPE fica à disposição para o detalhamento de quaisquer um dos temas discutidos e para aprimoramentos no processo e estudos ao longo do ano.

Próximos passos

- A EPE enviará minuta da ata para comentários dos participantes, bem como os slides da apresentação.

Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Daniel Luiz Azevedo Oliveira	ANEEL	danieloliveira@aneel.gov.br
Flaviane de Carvalho Macedo	ANEEL	flavianemacedo.esplanada@aneel.gov.br
Gabriel Costa da Silva	ANEEL	gabrielcosta@aneel.gov.br
Alexandre de Melo	Atlas Energias Renováveis	amelo@atlasren.com
Bruno Canesso	Atlas Energias Renováveis	bcanesso@atlasren.com
Manoel De Andrade	Atlas Energias Renováveis	mdeandrade@atlasren.com
Sergio Falcão	Atlas Energias Renováveis	sfalcao@atlasren.com
Diogo Ferrini Costa	Auren Energia	diogo.costa@aurenenergia.com.br
Julio Cezar Lemes Pinto	Auren Energia	julio.lemes@aurenenergia.com.br
Priscila Rochinha Lino	Auren Energia	priscila.lino@aurenenergia.com.br
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
Alvaro Batista Cancado	CEMIG	abc@cemig.com.br
Cesar Terrola Martins Ferreira	CEMIG	cesar.ferreira@cemig.com.br
Cristina De Almeida Dias	CEMIG	cristina.dias@cemig.com.br
Gabriela Rodrigues da Silva Marinho	CEMIG	gabriela.rsilva@cemig.com.br
Jordan Viriato dos Santos	CEMIG	jordanv@cemig.com.br
Karla Louise Fabrini	CEMIG	karla.fabrini@cemig.com.br
Kevin Mazala De Souza Dias	CEMIG	kevin.mdias@cemig.com.br
Lucas Amaro dos Santos	CEMIG	lucas.amsantos@cemig.com.br
Matheus Gomes França	CEMIG	matheus.gfranca@cemig.com.br
Maxwell Cordeiro Santos	CEMIG	maxwell@cemig.com.br
Rodrigo Leonardo Valadao	CEMIG	rodrigo.valadao@cemig.com.br
Sérgio dos Anjos Rosa	CEMIG	sergio.rosa@cemig.com.br
Stefano Valente Menicucci	CEMIG	menicucci@cemig.com.br
Valter Alves Moreira	CEMIG	valter.moreira@cemig.com.br
Vitor Fonseca Barbosa	CEMIG	vitor.barbosa@cemig.com.br
Felipe Fajardo Venturim	CTG Brasil	felipe.venturim@ctgbr.com.br
Gabriel Romeiro da Costa	CTG Brasil	gabriel.costa@ctgbr.com.br
Paulo Renato	DATLAZ	paulo.renato@datlaz.com
Alexandre Postal	DME	apostal@dmepc.com.br
Lucas Gomes	EDP	lucas.gomes@edp.com
Roger Garcia Almeida	EDP	rogeralmeida@edp.com
Filipe Da Silva E Silva	Eletrobras	filipess@eletrobras.com
Marcos Antonio Albuquerque	Eletrobras	maa@eletrobras.com
Pedro Aleixo Ferreira Brandini	Eletrobras	pedro.brandini@eletrobras.com

Nome	Instituição	E-mail
Renata Ribeiro Silva	Eletrobras	renatars@eletrobras.com
Kassia Barbosa Carraro	Energisa	kassia.carraro@energisa.com.br
Mariana de Aragao Ribeiro Rodrigues	Energisa	mariana.rodrigues@energisa.com.br
Sandro Goncalves	Energisa	sgoncalves@energisa.com.br
Alexandre Duarte	ENGIE	alexandre.duarte@engie.com
Ricardo Pereira	ENGIE	ricardopereira@engie.com
Anderson de Melo Mattos	EPE	anderson.mattos@epe.gov.br
Armando Leite Fernandes	EPE	armando.fernandes@epe.gov.br
Bruno Cesar Mota Maçada	EPE	bruno.macada@epe.gov.br
Caio Alexandre da Trindade Graciano	EPE	caio.graciano@epe.gov.br
Davi Jose Alvarez Magalhaes	EPE	davi.magalhaes@epe.gov.br
Fabiano Schmidt	EPE	fabiano.schmidt@epe.gov.br
Iago Stanciolle Alves da Silva	EPE	iago.silva@epe.gov.br
João Alves da Silva Neto	EPE	joao.silva@epe.gov.br
Joao Mauricio Caruso	EPE	joao.caruso@epe.gov.br
Jônatas Freitas Mascarenhas Freire	EPE	jonatas.freire@epe.gov.br
Jonathan Veiga Velasco Costa	EPE	jonathan.costa@epe.gov.br
Lucas Simões de Oliveira	EPE	lucas-s.oliveira@epe.gov.br
Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira	EPE	marcelo.moreira@epe.gov.br
Marco Antonio da Cunha Soveral	EPE	marco.veral@epe.gov.br
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha	EPE	marcos.farinha@epe.gov.br
Matheus Rosa Nascimento	EPE	matheus.nascimento@epe.gov.br
Matias Halmenschlager Hubert	EPE	matias.hubert@epe.gov.br
Miguel Ferraz Modesto Sampaio Pinto	EPE	miguel.pinto@epe.gov.br
Rodrigo Escorcio Gomes	EPE	rodrigo.gomes@epe.gov.br
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins	EPE	thiago.martins@epe.gov.br
Thiago Lima Soares Mourao	EPE	thiago.mourao@epe.gov.br
Tiago Veiga Madureira	EPE	tiago.madureira@epe.gov.br
Yuri Rosenblum de Souza	EPE	yuri.souza@epe.gov.br
Alan Paulo	HRZ Transmissoras	alan.paulo@hrztransmissoras.com.br
Finn Ytterli	HYDRO	Finn.Ytterli@hydro.com
Liamara de Fatima Ferreira	ISA ENERGIA BRASIL	lfferreira@isacteep.com.br
Thiago Rodrigues Kleina Lima	ISA ENERGIA BRASIL	tkleina@isacteep.com.br
Antonio Costa	MGE Transmissão	antonio.costa@goias-mge.com.br

Nome	Instituição	E-mail
Eucimar Kwiatkowski Augustinhak	MME	eucimar.augustinhak@mme.gov.br
Giacomo Perrotta	MME	giacomo.perrotta@mme.gov.br
Guilherme Zanetti Rosa	MME	guilherme.rosa@mme.gov.br
Lorena Melo Silva	MME	lorena.silva@mme.gov.br
Thais Ingrinde De Souza Araujo	MME	thais.araujo@mme.gov.br
Aniela Maria Peixoto M. de Mattos	ONS	aniela.mattos@ons.org.br
Carolina Moreira Borges	ONS	carolina.borges@ons.org.br
Vinicius Gualter Correa Salles	ONS	vsalles@ons.org.br
Alessandro Francisco Araujo Dutra	Petrobras	alessandro.dutra@petrobras.com.br
Amanda Ferreira de Oliveira	Quantum	aoliveira@quantumbmt.com
Erick Henrique Gomes	Quantum	egomes@quantumbmt.com
Adriel Lemos Ferreira	SEDE-MG – Secretaria de Desenvolvimento Econômico	adriel.ferreira@desenvolvimento.mg.gov.br
Leticia Sampaio Drummond Valladares	SEDE-MG – Secretaria de Desenvolvimento Econômico	leticia.valladares@desenvolvimento.mg.gov.br
Luiza Delgado Vieira	SEDE-MG – Secretaria de Desenvolvimento Econômico	luiza.vieira@desenvolvimento.mg.gov.br
Maria Jose Charfuelan Villarreal	SEDE-MG – Secretaria de Desenvolvimento Econômico	maria.villarreal@desenvolvimento.mg.gov.br
Pedro Oliveira de Sena Batista	SEDE-MG – Secretaria de Desenvolvimento Econômico	pedro.sena@desenvolvimento.mg.gov.br
André Priolli	Smart Wires	Andre.Priolli@smartwires.com
Elíbia Colaço	Serena	elibia.colaco@srna.co
Giovana Vilhena	Serena	giovana.vilhena@srna.co
Matheus Cardoso	Serena	matheus.cardoso@srna.co
Augusto Tietz	State Grid Brazil Holding	augusto.tietz@stategrid.com.br
Marcos Freitas	State Grid Brazil Holding	marcos.freitas@stategrid.com.br
Thais Barbosa	State Grid Brazil Holding	thais.barbosa@stategrid.com.br
Luiz Henrique Bernardes de Oliveira	TS	luiz.oliveira@ts-transmission.com
Camila Senra	Voltalia	c.senra@voltalia.com
Leandro Duarte	Voltalia	l.duarte@voltalia.com
Bruno Dias	Zopone	bruno.dias@zopone.com.br
Rafael Mota	Zopone	rafael.mota@zopone.com.br