

	ATA DE REUNIÃO		Data: 27/06/2025
	Tema: 5ª Reunião do Grupo de Estudo de Transmissão GET Centro-Oeste – Áreas AC-RO-MT		
	Local: Videoconferência		
	Horário: 11:00 – 13:00		

Participantes: listados ao final.

Pauta

- Apresentar aos agentes do Setor o diagnóstico referente ao sistema regional Centro-Oeste do Brasil, que abrange as unidades federativas do Acre, Mato Grosso e Rondônia, utilizando a base no Plano Decenal de Expansão 2034 (PDE2034);
- Apresentar os estudos concluídos e em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes às unidades federativas do Acre, Rondônia e Mato Grosso;
- Divulgar a programação de estudos futuros para o sistema regional Centro-Oeste;
- Receber comentários e sugestões sobre os assuntos abordados.

Registros

Thiago Dourado, Superintendente de Transmissão de Energia da EPE, deu início à reunião do GET Centro-Oeste, destacando que o desempenho dos sistemas dos estados do AC, RO e MT seria apresentado na reunião da manhã e na parte da tarde seria dado enfoque às análises de GO e DF.

- 1) Em seguida, o engenheiro Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira deu início à apresentação, indicando os estudos concluídos e em vias de emissão até o momento:
 - Estudo de resiliência climática envolvendo a linha bipolo Madeira e alternativas em corrente contínua, já incluso no Leilão de Transmissão 04/2025.
 - Estudo Central do Mato Grosso (parte 1), com reforços imediatos nas fronteiras.
 - Em vias de emissão, Estudo do Atendimento ao N-1 entre Rio Branco, Feijó e Cruzeiro do Sul.
- 2) Marcelo apresentou as projeções de carga por estado (AC, RO, MT), indicando um crescimento médio global de cerca de 3%, com as seguintes características-base:
 - Acre: taxa média de crescimento da carga de 3,5%, da mesma forma que a MMGD, que torna a máxima carga líquida no período diurno inferior à carga máxima noturna
 - Rondônia: as taxas médias de crescimento médias são as mesmas do Acre, cerca de 3,5%, verificando-se que a MMGD diurna máxima é maior que a carga mínima noturna.
 - Mato Grosso: A taxa média de crescimento das cargas e MMGD foi de 3,3%, ressaltando que sua geração no período de carga mínima (14 horas) é superior à carga máxima noturna.
- 3) Na sequência, foram detalhados os cenários básicos para a análise do sistema da região, conforme indicado abaixo:

- Cenário 1A: Cenário de carga mínima local, com geração do período úmido, com a geração de UHEs e PCHs maximizada, visando analisar o potencial total de geração da região.
 - Cenário 1B: Redução da geração total do cenário 1A, limitando o despacho de UHEs, buscando-se evitar que o fluxo de exportação do Mato Grosso (FMT) e do Acre-Rondônia (FACRO) ultrapassassem os limites vigentes e previstos.
 - Cenário 2A: Cenário de carga máxima coincidente, com geração mínima do período seco.
 - Cenário 2B: Cenário de carga máxima, com destaque na demanda não coincidente da região que abrange cargas de irrigação no Mato Grosso, com geração mínima do período seco.
- 4) Marcelo (EPE) explicou que no cenário de exportação reduzido (1B) o *back to back* em Coletora Porto Velho foi reduzido ao seu valor mínimo, enquanto nos cenários de importação (2A e 2B) ele foi ajustado em seu valor máximo.
 - 5) Lucas Oliveira (EPE) explicou a filosofia da concepção dos cenários 1A e 1B, destacando a importância do controle do despacho das usinas centralizadas e dos limites operacionais, comentando também nos cenários 2A e 2B sobre o grande impacto de considerar as cargas coincidentes ou não coincidentes no sistema regional.
 - 6) Italo Martins (ENERGISA) perguntou sobre o efeito da simultaneidade de carga no comportamento sistêmico, e Lucas (EPE) destacou que os máximos de cada fronteira são temporariamente defasados, e que, para análises sistêmicas envolvendo todo o estado, é importante o uso da carga máxima coincidente da concessão, evitando superdimensionamentos indevidos.
 - 7) Marcelo (EPE) informou que, nas análises do diagnóstico, o estado do Acre apresentou atendimento geral satisfatório, e ressaltou o estudo conjunto com ONS sobre a adequação aos Procedimentos de Rede do arranjo de barramentos em 230 kV da capital Rio Branco e Abunã, em Rondônia.
 - 8) Cristiano Barbosa (ENERGISA-AC) sinalizou estar em análise pedido de conexão com a Bolívia, via Epitaciolândia, com possível impacto no desempenho da transformação 230/138kV de Rio Branco, com riscos de violação do limite de carregamento em N-1. Lucas (EPE) solicitou envio dos dados para análise adicional.
 - 9) Marcelo (EPE), destacou a importância das obras recomendadas no estudo sobre resiliência do sistema de Rondônia, destacando a expressiva melhora de desempenho após a introdução, em 2031, do nível de tensão de 500 kV no estado, com a entrada da linha Jauru – Vilhena e da subestação de Vilhena 3 500/230 kV.
 - 10) Marcelo (EPE) apresentou as simulações realizadas, incluindo contingências simples e duplas, não identificando violações no eixo de 230 kV do estado. Apenas no último ano do horizonte (2039) foi observada sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Pimenta Bueno – Vilhena, o que indica baixa criticidade.

- 11) A seguir Marcelo (EPE) apresentou o diagnóstico das fronteiras do estado de Rondônia sendo constatadas sobrecargas nas subestações (nos anos): Vilhena 1 230/69 kV (2037), Pimenta Bueno 230/138 kV (2033), Ji Paraná 230/138 kV (2038) e Jaru 1 230/69 kV (2038).
- 12) As subestações de Porto Velho 230/69 kV e Abunã 230/138 kV foram apresentadas com obras referenciais indicadas no final do horizonte (2039): o 3º autotransformador em Abunã e a implantação da subestação Caladinho com pátio em 69 kV, oferecendo uma nova via de suprimento à capital. Esses reforços referenciais eliminaram as sobrecargas apontadas em Abunã a partir de 2036 e aliviaram em cerca de 11% o carregamento em Porto Velho nos regimes normal e de emergência.
- 13) Rebecca Laginestra (ONS) informou sobre o atraso das linhas de distribuição associadas à subestação Caladinho, destacando pendências existentes com o IBAMA e informando que a conexão das cargas estará prevista para 1 ano e meio após a liberação ambiental pendente.
- 14) Ori Mota (ENERGISA-RO) e Maiara (ONS) perguntaram se no diagnóstico da SE Jaru 1 230/138 foi considerado o transformador interligando 138/69 kV e Lucas (EPE) confirmou que a obra continua sendo considerada válida no planejamento da expansão.
- 15) Marcelo (EPE) encerra apresentação do diagnóstico de Rondônia mostrando que a perda da LD 69 kV Porto Velho – Tiradentes causa sobrecarga em regime normal a partir de 2031.
- 16) Rafael (ENERGISA-RO) explicou que, para reforçar o atendimento à capital, o planejamento atual da distribuidora prevê a interligação através de linhas do tipo DRAKE, em 138 kV a partir da subestação Caladinho 230/138 kV em 2030, para aliviar o centro de carga de Tiradentes, Porto Velho, Areal e Alphaville além de planos de conexão da subestação Guaporé prevista para o final de 2026.
- 17) O diagnóstico do estado de Mato Grosso incorporou as obras indicadas no estudo de "Atendimento às cargas da região Central, Parte I", que foram soluções de rápida implementação para diversas fronteiras com problemas devido ao crescimento de carga acima das expectativas.
- 18) Marcelo (EPE) apontou sérios problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão de 230 kV com compensação série entre Barra do Peixe – Rondonópolis e as linhas Sinop – Sorriso e Sorriso 2 – Lucas do Rio Verde.
- 19) No nível de 500 kV foram observados graves problemas de tensão na perda da LT Cuiabá – Ribeirãozinho C2, sendo possível analisar apenas o regime normal de operação, devido à severidade das violações.
- 20) O diagnóstico ratifica a necessidade de reforços estruturais nos eixos de 230 e 500 kV, inclusive da implantação de suporte reativo adicional para controle de tensão na região de Cuiabá.
- 21) Marcelo (EPE) apresentou a sobrecarga temporária na DIT 138kV C Prata (Jaciará) – Rondonópolis em 2030 mencionando que após a entrada em operação de obras previstas em 2031 a sobrecarga desaparece.

- 22) Lucas (EPE) acrescentou que, diante da possível caducidade das obras da MEZ Energia e Participações, que envolvem o atendimento à capital, foram recomendados e consolidados reforços complementares, com destaque para a instalação de um segundo transformador 500/230 kV na SE Cuiabá e de uma terceira unidade transformadora 230/138 kV, com defasador, na SE Várzea Grande.
- 23) Ítalo Martins (ENERGISA MT) apontou preocupações com os recorrentes pedidos de ligação de novos autoprodutores nas regiões de Itiquira, Canarana e região central.
- 24) Maiara Oliveira (ONS) solicitou o envio dos dados dos autoprodutores com urgência, destacando que, estando no horizonte de até 4 anos, essas cargas devem ser incluídas nas análises do Operador.
- 25) Lucas (EPE) confirmou a importância de representar essas cargas nos estudos previstos para a Região Central Parte 2, sistema de 500 kV do Mato Grosso e para o eixo 230 kV MT-GO. Este último com destaque nas compensações série existentes que estão se aproximando do fim de vida útil.
- 26) Marcelo (EPE) prosseguiu a apresentação com as sobrecargas nas SEs de Ribeirãozinho e Sinop 500/230 kV da Rede Básica, com destaque nesta última que foi apresentada, no cenário de carga coincidente, com a adição do terceiro banco de transformadores monofásicos, de forma referencial no ano final do horizonte (2039), o que solucionaria a sobrecarga identificada. Entretanto, no cenário de carga não coincidente, a subestação apresentou sobrecarga de até 197% em regime de emergência no ano de 2038, evidenciando a necessidade de reforços estruturais adicionais.
- 27) Ítalo Martins (Energisa) perguntou se o efeito da subestação Cláudia 500/230/138 kV, próxima a Sinop, foi considerado no diagnóstico apresentado.
- 28) Lucas (EPE) manifestou preocupação com um possível atraso na implementação da solução planejada para a região de Novo Progresso e seus impactos no sistema do Mato Grosso. Indicou que o estudo futuro "Mato Grosso – Parte 2" poderá aprofundar e incluir essa análise. Informou também sobre o estudo em curso para o eixo Cuiabá – Goiás – Minas Gerais, dada a semelhança técnica das linhas (230 kV longas com compensação série) e a necessidade de tratar os limites de capacidade em conjunto.
- 29) Passando para as fronteiras em 230 kV, Marcelo (EPE) destacou a SE de Brasnorte com fluxo reverso acima do fluxo direto ao longo do horizonte para as cargas coincidentes e apresentando sobrecargas na emergência do único transformador de Juína 230/138 kV desde o início do horizonte.
- 30) O eixo central de 230 kV — composto pelas SEs de Sorriso, Lucas do Rio Verde, Nova Mutum e Rondonópolis — apresentou sobrecargas em cenários de carga não coincidente, com início em Lucas do Rio Verde em 2029, seguido por Sorriso (2032), Rondonópolis (2034) e Nova Mutum (2036). No cenário de carga coincidente (2A), apenas Lucas do Rio Verde apresentou sobrecarga significativa, resolvida com a inserção referencial de um 4º autotransformador em 2039, solução já recomendada no estudo Central do Mato Grosso – Parte 1.
- 31) Marcelo (EPE) também mencionou que o diagnóstico apontou deficiências no atendimento às regiões atendidas pela distribuidora em 138 kV de Nova Ubiratã e Primavera. Em Nova Ubiratã, observou-se

uma restrição no limite de atendimento à carga, ainda que sem necessidade de reforço na compensação reativa. Já a região de Primavera apresentou restrições adicionais a partir de 2030, com limitações à expansão da carga e necessidade de suporte reativo para manter a operação dentro dos padrões adequados.

Próximos passos:

Lucas (EPE), com base no que foi identificado no diagnóstico, apresentou os próximos estudos que serão realizados na EPE, no ano de 2025:

- Aumento da confiabilidade de Cruzeiro do Sul e Feijó: a EPE manterá as avaliações voltadas à melhoria da confiabilidade N-1 do atendimento a essas localidades.
- Atendimento às cargas da região central – Parte 2: continuidade ao estudo “Central do Mato Grosso – Parte I”, com foco em novas obras de linhas transformadores e compensação reativa, para adequação aos critérios vigentes.
- Expansão da rede 230kV – Eixo Cuiabá/Itumbiara: avaliação da expansão da rede 230kV nesse eixo, considerando o crescimento de carga e a necessidade de integração regional.
- Desempenho da Interligação – Mato Grosso/Goiás 500 kV: avaliação do desempenho da interligação, e identificação de reforços necessários para evitar impactos no escoamento de energia, e para manter a segurança operativa do sistema.

Adicionalmente, foi dado destaque à necessidade de dar sequência às seguintes atividades:

- Acompanhar a evolução das obras para a entrada em operação da SE Caladinho 230/138 kV, bem como confirmar com a Energisa Rondônia as obras em 138 kV previstas para reforçar o atendimento à cidade de Porto Velho.
- Energisa deverá encaminhar à EPE e ONS os dados atualizados dos autoprodutores e dos pedidos de acesso firmados com a distribuidora.
- Monitorar a evolução das negociações para uma eventual interligação com a Bolívia, e solicitar que a Energisa AC encaminhe as informações já disponíveis, relativas à essa proposta.

No fim da apresentação, Lucas (EPE) agradeceu a presença de todos os participantes 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.

Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Daniel Luiz Azevedo Oliveira	ANEEL	danieloliveira@aneel.gov.br
Flaviane de Carvalho Macedo	ANEEL	flavianemacedo@aneel.gov.br
Gabriel Costa da Silva	ANEEL	gabrielcosta@aneel.gov.br
Daniel Siqueira	CCEE	dsiqueira@ccee.org.br
Joao Paulo Silva Oliveira	EDP	e705611@edp.com.br
LUCAS GOMES	EDP	e700993@edpr.com
Carlos Leoncio Gonzaga Costa	ELETRONBRAS	carloslg@eletrobras.com
Evandro Meira Machado	ELETRONBRAS	evandrom@eletrobras.com
Gustavo Henrique Santos Vieira de Melo	ELETRONBRAS	ghsmelo@eletrobras.com
Pedro Aleixo Ferreira Brandini	ELETRONBRAS	pedro.brandini@eletrobras.com
Amanda Luiza Alab de Souza	ENERGISA	amanda.alab@energisa.com.br
Arthur Williams Ramos Dantas	ENERGISA	arthur.dantas@energisa.com.br
Cristiano Saraiva Barbosa	ENERGISA	cristiano.barbosa@energisa.com.br
Eugenio Pachelle Xavier Pimentel Filho	ENERGISA	eugenio.pimentel@energisa.com.br
Ewerton de Lima Pinto	ENERGISA	ewerton.pinto@energisa.com.br
Italo Ferreira Martins	ENERGISA	italo.martins@energisa.com.br
Luis Felipe Ferreira Reis	ENERGISA	luis.felipe@energisa.com.br
Marcelo Renato de Cerqueira Paes Junior	ENERGISA	mcerqueira@energisa.com.br
Matheus Rezende Araujo Silva	ENERGISA	matheusrezende@energisa.com.br
Ori Ilye Odara Mota	ENERGISA	ori.mota@energisa.com.br
Stephanie Amorim Nunes	ENERGISA	stephanie.amorim@energisa.com.br
Wander Preteli de Souza	ENERGISA	wander.souza@energisa.com.br
Alexandre Duarte	ENGIE	kz6481@engie.com
Ricardo Pereira	ENGIE	sg6670@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
Davi Jose Alvarez Magalhaes	EPE	davi.magalhaes@epe.gov.br
Iago Stanciolle Alves da Silva	EPE	iago.silva@epe.gov.br
Joao Mauricio Caruso	EPE	joao.caruso@epe.gov.br
Lucas Alves de Melo Vale	EPE	lucas.vale@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
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha	EPE	marcos.farinha@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

Nome	Instituição	E-mail
Anderson Sousa de Araujo	ISA CTEEP	anaraujo@isactEEP.com.br
Liamara de Fatima Ferreira	ISA CTEEP	lfferreira@isactEEP.com.br
Thiago Rodrigues Kleina Lima	ISA CTEEP	tkleina@isactEEP.com.br
Giacomo Perrotta	MME	giacomo.perrotta@mme.gov.br
Jair Junior Gomes Araujo	MME	jair.araujo@mme.gov.br
Lorena Melo Silva	MME	lorena.silva@mme.gov.br
Thais Ingrinde De Souza Araujo	MME	thais.araujo@mme.gov.br
Bezerra Da Nobrega, Laiza	NEOENERGIA	LAIZA.NOBRAGA@NEOENERGIA.COM
Maiara Camila Oliveira	ONS	maiara.oliveira@ons.org.br
Marielly Quevedo de Oliveira	ONS	marielly.quevedo@ons.org.br
Rebecca Laginestra Sinder	ONS	rebecca.sinder@ons.org.br
Simone Bezerra Chaves Garcia	ONS	simone.chaves@ons.org.br
Andre Priolli	SMART WIRES	andre.priolli@smartwires.com
Augusto Tietz	STATE GRID	augusto.tietz@stategrid.com.br
Thais Barbosa	STATE GRID	thais.barbosa@stategrid.com.br
Fernando Gadenz	AGER/MT	
Paulo Renato	DATLAZ	paulo.renato@datlaz.com