

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
EQUATORIAL	9.65. A EQUATORIAL ALAGOAS	359	9.65.1. O agente EQUATORIAL ALAGOAS deverá estenciar a recusa de atuação de parte de carga alocada para atuar no 1º, 3º, 4º e 5º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a estabelecer o montante de carga disponibilizado para corte pelo ERAC, apresentar evidências e emitir as ações corretivas adotadas.	Deve ser removida pois entendemos que esta recomendação diverge da informação na tabela 6 da minuta do RAP-ONS 00012/2023.	Conforme exibido na Tabela 6 da minuta do RAP-ONS 00012/2023, tivemos o montante de carga atingido corretamente no 1º, 3º, 4º e 5º estágio.		Acerta	A providência citada no comentário enviado refere-se a outro agente de distribuição. Foi realizada a devida correção.
CEMIG	5.7 Operação em Tempo Real e Processo de Recuperação do Sistema	359	O agente CEMIG D concluiu o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 11h59.	O agente CEMIG realizou a recuperação de 98% de suas cargas interrompidas pela atuação do ERAC até às 09h47. A conclusão do restabelecimento total remanescentes das cargas interrompidas ocorreu somente às 11h59.	Solicitamos esta atualização observando estenciar/alterar que, mais de 98% da carga da CEMIG D foi restabelecida até às 09h47m, no está. cerca de 100min após a autorização de restabelecimento pelo ONS. Os 2% restantes foram restabelecidos de forma escalonada até as 11h59min de acordo com o planejamento de restabelecimento que está prevista para a CEMIG D.		Acerta	O texto proposto visa ressaltar que somente uma pequena parte da carga demorou a ser recuperada. Cabe ressaltar que a Instrução Operacional RO-AN-BR-04 estabelece que os agentes de distribuição devem informar como momento da recuperação total da carga de cada alimentador quando em um alimentador foi energizado e a tomada de carga liberada. Independentemente da duração da restabelecimento de carga. Assim, a carga do grande consumidor citado deveria ter sido informada como tendo ocorrido às 08h43.
NORTE ENERGIA	9.100. À NORTE ENERGIA	360	9.100.1. Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (black start) da UHE Pimental. Prazo: 31/03/2024 Gestor: EEE	9.100.1. Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (black start) da UHE Pimental. Prazo: 31/03/2024 Gestor: EEE	Abreção de prazo para estudo de viabilidade da UHE Pimental como black-start, pois há necessidade de um prazo um pouco maior para atender tanto ao estudo, custo e cronograma.		Não Acerta	Prazo superior ao de 4 meses possível para atendimento de uma providência, sem envio do cronograma justificando a solicitação do aumento de prazo.
NORTE ENERGIA	9.100. À NORTE ENERGIA	360	9.100.2. Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Belo Monte. Prazo: 31/03/2024 Gestor: EEE	Exclusão da providência.	Informamos que a UHE Belo Monte já é uma usina de auto-restabelecimento, pois possui condições de, sem a presença de fonte externa, partir uma ou mais unidades geradoras a recompor seu serviço aerário e retomar geração. A UHE hoje não é iniciada em um corredor de recuperação fluente, entrando somente na fase combinada. O ONS produziu um estudo Relatório_ONS-RES-0006-2017 "Recuperação: Nova Área Belo Monte" onde são condições impostas para a UHE Belo Monte ser iniciada no corredor não são possíveis de atender visto que o montante inicial exigido (300MW) é a fase proibida de operação das unidades geradoras da usina e ainda as unidades geradoras não operam na condição "força em vazão" por tempo superior a 20 minutos, o que torna inviável a participação em corrente fluente de recuperação.		Não Acerta	Será necessário apresentar estudo de viabilidade e cronograma de implantação.
NORTE ENERGIA	9.100. À NORTE ENERGIA	360	9.100.3. O agente Norte Energia deverá informar o motivo da abertura dos disjuntores 9152 e 9162 da SE Kingu para UHE Belo Monte durante o processo de recuperação da LT 500 kV Kingu / Juruapui CCL, ao energizar equipamentos a LT 500 kV Kingu / Tucuruí CCL (disjuntor 9062), às 12h43, desenergizando a barra AB de 500 kV da SE Kingu, bem como as providências tomadas para evitar reincidência. Prazo: 30/10/2023 Gestor: ADC	9.100.3. O agente Norte Energia deverá informar o motivo da abertura dos disjuntores 9152 e 9162 da SE Kingu para UHE Belo Monte durante o processo de recuperação da LT 500 kV Kingu / Tucuruí CCL (disjuntor 9062) às 12h43min de SE Kingu. Prazo: 30/10/2023 Gestor: ADC	O texto original traz a interpretação que o equipamento energizado da LT 500 kV Kingu / Tucuruí CCL (9062) foi da Norte Energia, sendo que a empresa não possui controle e supervisão elétrica.		Acerta Parcialmente	O texto da providência será alterado com ajuste de redação: 9.100.3. O agente Norte Energia deverá informar o motivo da abertura dos disjuntores 9152 e 9162 da SE Kingu para UHE Belo Monte durante o processo de recuperação, às 12h43min, da SE Kingu, quando do fechamento pelo COT ECL, do disjuntor 9042 da LT 500 kV Kingu / Tucuruí no terminal da SE Kingu.
EDP	9.48. À EDP BRASIL	360	Solicito alteração do nome do Agente EDP Brasil para o respectivo Agente de Operação para cada recomendação.	9.48. - A EDP 9.48.1 - INVEST 9.48.2 - EDP Goiás 9.48.3 - CIA 9.48.4 - Cachoeira Caldeirão S.A 9.48.5 - EDP Goiás	As recomendações devem ser apontadas para o Agente de Operação da Instalação.		Acerta	As providências foram endereçadas aos Agentes de Operação da Instalação.
EQUATORIAL	9.65. A EQUATORIAL ALAGOAS	361	9.65.2. O agente EQUATORIAL ALAGOAS deverá estenciar a recusa de atuação de parte de carga alocada para atuar no 2º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a estabelecer o montante de carga disponibilizado para corte pelo ERAC, apresentar evidências e emitir as ações corretivas adotadas.	A recusa aconteceu devido ao bloqueio por subestação de 60% que aconteceu na barra de 13.8 kV da Subestação de Marituba. Caso não seja uma justificativa que possa anular a recomendação, sugerimos inserir no texto do RAP.	Os relés 21V2/21V3/21V4/21V5/21V6/21V7/21V8 estavam parametrizados com bloqueio de tensão para atuação da proteção de frequência em 99,8 Volts secundários, correspondendo a 60% da tensão nominal (66,39 Volts secundários). O relé SE173 acusou um sequencial de eventos de disparo da função 77P1, iniciando a atuação do ERAC. O estado de carga levantado pela medida para cada alimentador foi de 10,64, 5,12 e 11,9W, correspondendo a valores de 17,7, 2,7 e 4,7 segundos o patamar de 6k.		Acerta Parcialmente	A informação foi inserida na versão final do relatório. Entretanto, o agente deveria enviar as oscilógrafos dos eventos para atendimento da providência.
EDP	9.48. À EDP BRASIL	362	Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Santo Antônio do Jari.	A EDP (ECLA) já apresentou em outros fóruns junto a Gerência de estudos especiais, as medidas que possibilitam a implantação do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Santo Antônio do Jari, sendo que as principais motivações estão no âmbito de riscos socioambientais, sendo estas já formalizadas ao ONS através da IO-OR-AM-AMA- Instrução de Operação - Controle dos Reservatórios da Região Hidrográfica Amazônica - Bacia do Amazonas e CDCOR-AM-AMA- Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio Amazonas.	No dia 16/06/2020, foi tratado em reunião junto a Gerência de Estudos Especiais e aplicado detalhadamente o plano da CARTA ONS - 0006/06/2019, no qual estabelecendo que a eficácia dos socorramentos impossibilita implantação do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Santo Antônio do Jari, sendo a providência REC-003/08/2018 enviada pelo ONS quanto ao cancelamento.		Não Acerta	Será necessário apresentar estudo de viabilidade e cronograma de implantação.
EDP	9.48. À EDP BRASIL	362	Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Cachoeira Caldeirão.	No dia 16/06/2020, foi tratado em reunião junto a Gerência de Estudos Especiais e aplicado detalhadamente o plano da CARTA ONS - 0006/06/2019, no qual estabelecendo que a eficácia dos socorramentos impossibilita implantação do recurso de auto-restabelecimento (black start) na UHE Cachoeira Caldeirão, sendo esta já formalizada ao ONS através da IO-OR-AM-AMA- Instrução de Operação - Controle dos Reservatórios da Região Hidrográfica Amazônica - Bacia do Amazonas e CDCOR-AM-AMA- Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio Amazonas.	Ata de Reunião 16-06-2020_VF		Não Acerta	Será necessário apresentar estudo de viabilidade e cronograma de implantação.
NEENERGIA	9.94. À NEENERGIA CDSERN	40	O agente NEENERGIA CDSERN deverá informar o motivo da atuação do 4º e 5º estágio do ERAC durante a perturbação, visto que a frequência mínima registrada foi de 57,47 Hz, valor que não sensibiliza o equívoco. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do equívoco, apresentar evidências e, caso necessário, emitir as ações corretivas adotadas.	A frequência mínima correta é de 57,4437.	Informação incorreta apresentada, sendo retificada com a apresentação da oscilógrafa de um relé de disjuntor pertencente ao 5º estágio.		Acerta	A providência foi excluída em função da retificação da informação enviada anteriormente e do envio das evidências que comprovam a frequência observada.
CEJA	9.20. A CEJA	167	9.20.1. Avaliar implementação de função de disparo por oscilação de potência (BOST) na LT 230 kV Laranjal - UHE Santo Antônio do Jari, de forma a evitar a UHE Santo Antônio do Jari em perturbações onde possa ser verificada perda de sincronismo deste sistema.	Avaliação realizada conforme relatório anexo no tópico online.	9.20.1 - Avaliação técnica providência 9.20.2-2023 UHE São Antonio do Jari		Não Acerta	O relatório enviado deverá ser incluído na providência criada para avaliação do ONS.
EDP	11.2 Tabela de Falhas nos Dados de SOE	171	15/08/2023 08:43:37 00N INVESTOP EDP BRASIL UGE 180 MW LAEADO 1 TO TOLA 1 398_UHE_180M_pos 86M - DESPARADO NEI 18000E0 MECANICO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento impresso)	Retirar linha.	UF EDP 015 - Avaliação técnica providência 9.20.2-2023 UHE São Antonio do Jari		Acerta	Informação confirmada. Linha foi excluída do RAP. Agente deverá responder os demais itens no SGP
AES BRASIL	11.2 Lista de Pontos Digitais Encaminhados sem Precisão de Milissegundos e com Indicação de "data/hora do evento impresso" por Agente	172	Tabela 31 - Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de "data/hora do evento impresso" do agente AES BRASIL OPERAÇÕES.	Tabela 31 - Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de "data/hora do evento impresso" do agente CHESF.	Os relatórios PDF de ONS referentes ao envio das informações do terminal Anis Barba (INABAR_230_1TRMNSD_P1_PLOF), o agente responsável pelo envio das informações do terminal de Moscoró é a CHESF		Acerta	Os relatórios PDF de ONS referentes ao envio das informações da tabela do agente CHESF. A providência para AES BRASIL OPERAÇÕES foi excluída do RAP.
CPFL	9.39. CPFL MAACANAU	176 e 177	O agente CPFL MAACANAU deverá informar ao ONS o motivo de não ter comunicado ao CDSERN que a configuração de preparação do SE Maracanau II não estava adequada para o envio de recomendação, uma vez que não foram abertos os disjuntores de 230 kV dos bays das linhas de Fortaleza e Cauai após a perturbação do 08h30min do 15/08/2023, o que dificultou o processo de recuperação, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos desse natureza.	Das barras na providência. Realizado no estudo sobre esta providência com os responsáveis pelo tema do ONS (Thiago Bernardino e Leonardo Fontelle) e explicado o detalhe do ocorrido.	Após caracterização do desligamento total da subestação Maracanau II, o agente operador da instalação realizou tentativas de contato com o CDSERN para reportar a condição da subestação Maracanau, mas não logrou êxito em estabelecer a comunicação.		Acerta	A partir dos esclarecimentos ficou evidenciado que não houve anomalia do agente CPFL MAACANAU, tendo em vista que o agente realizou tentativas de contato com o CDSERN para reportar a condição operatória da subestação Maracanau II, mas não logrou êxito em estabelecer a comunicação. Dessa forma, a providência foi eliminada.
NORTE ENERGIA	9.100. À NORTE ENERGIA	180	O agente Norte Energia deverá informar o motivo da abertura dos disjuntores 9152 e 9162 da SE Kingu para UHE Belo Monte durante o processo de recuperação da LT 500 kV Kingu / Juruapui CCL, ao energizar equipamentos a LT 500 kV Kingu / Tucuruí CCL (disjuntor 9062), às 12h43, desenergizando a barra AB de 500 kV da SE Kingu, bem como as providências tomadas para evitar reincidência. Prazo: 30/10/2023	O Agente NORTE ENERGIA, como medida para evitar que o problema se repita, realizará um treinamento para toda equipe de operação, reforçando os procedimentos relacionados a recuperação em condição de bloqueio no Complexo Belo Monte. Prazo: 30/10/2023	Previdência, a Norte Energia fez uma análise do que ocorreu durante o fechamento dos disjuntores da LT01 terminal Kingu e identificou uma falha operacional por parte do operador do CCM, a qual não devidamente tratada mediante treinamento interno sobre recuperação em condição de bloqueio. Segue em anexo relatório de análise feita e medida proposta.		Não Acerta	A falha operacional foi de outro agente. Não procede esta providência
NEENERGIA	9.97. A NEENERGIA PERAMBUCO		O agente NEENERGIA PERAMBUCO deverá apresentar evidências das ações corretivas adotadas acerca da falha de conexão do transformador de potencial identificado para recusa de atuação de parte do carga alocada para atuar no 2º estágio. Adicionalmente, deverá informar o montante de carga que deixou de ser cortada em função da falha identificada.		O agente NEENERGIA PERAMBUCO informou por e-mail no dia 24/08/2023 que a falta de leitura de tensão dos TPs associada ao LT12 de subestação Formoso, foi corrigida. A carga prevista para corte neste ponto no 2º estágio seria de 7,93MW.		Acerta	A providência foi excluída em função do envio das evidências.
CPFL	9.76. A F02 DO CHAPICO		O agente F02 DO CHAPICO deverá analisar e informar o motivo da conversão de gerador para compensador síncrono, às 08h13min da UG-1 da UHE F02 do Chapico, mesmo após atuação de função de reversão automática da unidade geradora, realizada a partir da atuação da proteção de subfrequência 08h13min4, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas de modo a evitar reincidência de eventos semelhantes.	Das barras na providência, visto que não houve movimentação da unidade geradora e a sinalização foi indício do supervisor do ONS. Foi feita uma reunião com o ONS (Bárbara Travençolo) no dia 23/09 para esclarecer diretamente os pontos que desqualificam esta providência.	No dia 15/08/2023 houve a solicitação do ONS para converter a UG3 para compensador síncrono às 07:36:36 horas, conforme registro telefônico. O comando foi efetuado pelo operador da F02 do Chapico às 07:49:09, com a UG3 sinalizando como unidade compensado a 07:50:58.		Acerta	Informação confirmada e inserida no corpo do documento. Providência excluída do relatório.
SASEA	9.107. À SASEA		9.107.1. Informar se foram realizadas intervenções de manutenção, testes ou verificações posteriores a perturbação do dia 15/08/2023, em que houve a atuação da proteção contra energia inadvertida (SEI) nas unidades geradoras 45, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio, bem como os valores de corrente e tensão apresentados os parâmetros ajustados nos seus respectivos ECL. Caso tenham ocorrido, informar quais providências foram efetuadas.	9.107.1 - Alterar a providência para item "providência tomara".	9.107.1 - A SASEA realizou diversos testes após esse evento e comprovou que os relés 7UM62 bloqueiam as funções de proteção que dependem de tensão quando a frequência de tensão medida é maior ou igual 71% do setpoint, de forma incorreta, e não removem ainda a proteção SEI que também depende de tensão. No entanto, a tensão simulada de 13,8V com frequência de 74% rejeitou no canal de tensão do relé e não pôde ser equipamento com valores entre 12,0 e 14,0V, compreendendo a regulação de tensão informada pela proteção e justificando a atuação de proteção. Desta que o corrente SASEA não tem o ligamento superior a corrente nominal de UHE. Maiores detalhes, consulte o item 5.2 do relatório SASEA NEI-DO-SEP-2023-0028 EEL disponibilizado no TOP.		Acerta Parcialmente	9.107.1 - A providência foi cancelada e transformada em Providência Tomada.
SASEA	9.107. À SASEA		9.107.2. Avaliar a possibilidade de efetuar o bloqueio da proteção contra energia inadvertida (SEI) das unidades geradoras de 230 kV da UHE Santo Antônio, quando a frequência do sistema estiver com valores fora da faixa que varia de 11 a 69 Hz. Esta função de proteção atua de forma acidental durante a perturbação do dia 15/08/2023 desligando automaticamente as unidades geradoras 45, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio quando a frequência estava acima de 70 Hz. Deve-se destacar que a atuação da citada função de proteção não era esperada, uma vez que as máquinas estavam em regime permanente e não variáveis ou em processo de sincronização.	9.107.1 - Alterar a providência para item "providência tomara". 9.107.2 - Alterar a providência para item "providência tomara". 9.107.4 - Alterar a providência para item "providência tomara".	9.107.3 - O limitador de subseção dos reguladores de tensão fornecido para EEL (UG50) tem sua saída limitada ao valor limite de setpoint (1.50 ou 230V). No momento do desligamento a tensão do sistema era de 230V. Esta característica do regulador de tensão justifica a absorção de reatância por esta unidade geradora e além dos valores limites da proteção justificando o desligamento das máquinas. O relatório SASEA NEI-DO-SEP-2023-0028 EEL disponibilizado no TOP detalha a dinâmica do ocorrido com esta UG e mostra que a coordenação entre limitadores de subseção e a proteção 40.		Acerta Parcialmente	9.107.2 - O prazo da providência foi alterado para fevereiro de 2024, conforme informação do agente.
SASEA	9.107. À SASEA		9.107.3. Enviar relatório de análise do desempenho do limitador de subseção da UG50 da UHE Santo Antônio, com ênfase na atuação de proteção reativa observada durante a perturbação do dia 15/08/2023, após o fechamento de área por Rondônia, além da sua coordenação com a característica 3 da proteção de perda de excitação da referida máquina. O agente deverá justificar a atuação de proteção reativa observada nas oscilógrafos enviados, foi feito o nível analítico para referência unidade geradora a ponto de provocar a proteção de perda de excitação observada e a causa de não ter permanecido no limite de subseção, já que há uma limitação no setpoint de tensão do regulador de tensão.		9.107.3 - O limitador de subseção dos reguladores de tensão fornecido para EEL (UG50) tem sua saída limitada ao valor limite de setpoint (1.50 ou 230V). No momento do desligamento a tensão do sistema era de 230V. Esta característica do regulador de tensão justifica a absorção de reatância por esta unidade geradora e além dos valores limites da proteção justificando o desligamento das máquinas. O relatório SASEA NEI-DO-SEP-2023-0028 EEL disponibilizado no TOP detalha a dinâmica do ocorrido com esta UG e mostra que a coordenação entre limitadores de subseção e a proteção 40.		Acerta Parcialmente	9.107.3 - O agente enviou relatório detalhado explicando atuação da função 40 e limitação de setpoint do regulador de tensão da EEL UG50. Ao mesmo tempo, informou que já realizou atualização interna do ajuste do limitador de setpoint nas máquinas com o item 4 da instrução. Desta forma, a providência foi alterada, foi retirada a providência descrita na minuta (já atendida) e foi inserida uma nova providência para acompanhamento da análise que será realizada. O prazo também foi estendido para fevereiro de 2024, conforme informação do agente.
TASEA	3. Descrição da Perturbação		O agente TASEA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificando nesta ocorrência, especificações e detalhes no item 5.5 desse relatório.	O ajuste recomendado pelo ONS no relatório de estudos informa a necessidade da temporização de discriminação do OSDT = 40ms, porém sob o ajuste de OSDT = 1s, essa necessidade do RTO ficou na recomendação. Devido modo, a TASEA irá realizar os ajustes necessários para o OSDT, conforme solicitado pelo ONS.	O ajuste recomendado pelo ONS no relatório de estudos informa a necessidade da temporização de discriminação do OSDT = 40ms, porém sob o ajuste de OSDT = 1s, essa necessidade não foi avaliada. Sendo assim, o ONS realiza a necessidade de aumentar a janela que discrimina oscilação de potência instalada de estável, ajustando o OSDT = 1s.		Acerta Parcialmente	O ajuste recomendado pelo ONS no relatório de estudos informa a necessidade da temporização de discriminação do OSDT = 40ms, porém sob o ajuste de OSDT = 1s, essa necessidade não foi avaliada. Sendo assim, o ONS realiza a necessidade de aumentar a janela que discrimina oscilação de potência instalada de estável, ajustando o OSDT = 1s.

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS	
TAESA	3. Descrição da Perturbação			A LT 500 kV Colinas – Itacalcina C1 desligou às 08h30mH4:05:33 (T0+1:107) pela atuação da função de distância em Zona 2 associada à teleproteção. Pós característica R X fraca com o oscilograma do terminal de Itacalcina, usando uma curva MHO com ajustes padrão (B05 e 120%), observa-se pela trajetória da impedância, que ela passa longe das características de distância. A TAESA realizou a avaliação do comportamento da proteção, em conjunto com o fabricante do relé, e a atuação da proteção se deu pela abrupta variação de frequência do sistema, que ocasiona uma diferença muito grande entre o tempo de memória do relé e o tempo do sistema, resultando uma polarização da característica MHO condizente para a atuação da zona 2. Sendo assim, a atuação da proteção se deu pela condição sistêmica imposta ao relé de proteção no qual o equipamento não foi projetado para suportar. Houve religamento automático desta linha no terminal de Colinas em 5 s, porém, em Itacalcina não houve fechamento do disjuntor, o que fez com que o terminal de Itacalcina desligasse por sobrecorrente.				Acatado	Inserido, no item de descrição, texto de análise de desempenho e justificativa para atuação da proteção. Foi retirada a provisão sobre este assunto. Foi inserida uma nova provisão, visando explorar melhor esta situação.
TAESA	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	20		5.1.8. Houve recusa da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (B0ST PPS) da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1. O ajuste de CBSD deverá ser corrigido, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis.	5.1.8. Não houve atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (B0ST PPS) da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1, uma vez que os ajustes em questão estão com uma janela muito curta para discriminação entre oscilação de potência instável e estável. O ajuste de CBSD deverá ser corrigido, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis.		Não Acatado	Esta linha possui proteção de disparo por oscilação de potência (B0ST PPS) habilitada, porém os ajustes das temporizações que discriminam oscilação de potência de curto-circuito (CSTU) e que discriminam oscilação de potência instável de estável (OSBI), estão com os valores muito próximos (OSTD=40ms e OSBI=100ms). O ajuste atualmente recomendado pelo ONS é o OSBI = 4s. Desta modo, a TAESA deverá ajustar e corrigir estes ajustes, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis.	
TAESA	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	24		Houve recusa da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (B0ST PPS) da LT 500 kV Rio das Equas – Bom Jesus da Lapa II, no terminal de Bom Jesus da Lapa II, pois não foi verificada a travessa dos blindados, vindo a atuar a função de Perda de Sincronismo (TS) implementada no terminal de Rio das Equas desta mesma linha, de forma correta, como retardada. Resulta-se que conforme o item ONS-OP-01912022 – Adequação das Funções de Sincronismo da Interligação Norte / Nordeste / Sudeste / Sudoeste, já existe a provisão REC-00077/2023 para desabilitar a PPS em serviço na LT 500 kV Rio das Equas II – Rio das Equas, após a implementação da atualização do esquema de abertura dos disjuntores centrais de SE Rio das Equas.	Não houve a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (B0ST PPS) da LT 500 kV Rio das Equas – Bom Jesus da Lapa II, no terminal de Bom Jesus da Lapa II, pois não foi verificada a travessa dos blindados, vindo a atuar a função de Perda de Sincronismo (TS) implementada no terminal de Rio das Equas desta mesma linha, de forma correta, como retardada. Resulta-se que conforme o item ONS-OP-01912022 – Adequação das Funções de Sincronismo da Interligação Norte / Nordeste / Sudeste / Sudoeste, já existe a provisão REC-00077/2023 para desabilitar a PPS em serviço na LT 500 kV Rio das Equas II – Rio das Equas, após a implementação da atualização do esquema de abertura dos disjuntores centrais de SE Rio das Equas. A TAESA informa que a provisão REC-00077/2023 encontra-se dentro do prazo e foi reprogramada, tendo em vista o indeferimento da SEI que continha as adequações necessárias, por condições sistêmicas.		Acatado	Estreitamente acerca da atuação da PPS e da provisão para desabilitar a LT 500kV Bom Jesus da Lapa II das Equas.	
TAESA	5.7.2.3. Recomposição da Área Sul	25		Houve dificuldade para ligar a LT 500 kV Camacari II / Sapeaçu C17, retardando o processo de recomposição, tendo em vista que, às 12h12, foi verificado a impossibilidade de não atendimento de parâmetros para ligar a linha e prosseguir o estabelecimento da malha de 500 kV da Área Sul com o fechamento da linha de SE Camacari II, sendo necessário realizar ações de controle e injeção de energia por Camacari II, sendo posteriormente ligada a linha às 13h05, fechando o anel 500 kV da Interligação Sudeste / Nordeste, por SE Sapeaçu.	Houve dificuldade para ligar a LT 500 kV Camacari II / Sapeaçu C17, retardando o processo de recomposição, tendo em vista que, às 12h12, foi verificado a impossibilidade de não atendimento de parâmetros para ligar a linha e prosseguir o estabelecimento da malha de 500 kV da Área Sul com o fechamento da linha de SE Camacari II, devido à falha de medição oriunda do circuito do TPC B581 (OHEP), referente ao potencial da Barra 05B1 da SE Camacari II (OHEP). Diante desse cenário, foi necessário realizar ações de controle e injeção de energia por Camacari II, sendo posteriormente ligada a linha às 13h05, fechando o anel 500 kV da Interligação Sudeste / Nordeste, na SE Sapeaçu.		Acatado	Estreito os motivos do não atendimento aos parâmetros para ligar a LT no sentido inverso, qual seja, a falha no TPC da CHES (OHEP) do sistema, que se encontra com 100% de referência.	
TAESA	9.114. À TAESA	29		9.114.4. Fornecedor a análise desempenho do SEP 8.11.3, de Perdi Dupla das LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas 4/6/LT 150 kV João do Piauí – Ribeiro Gonçalves, confirmando os desligamentos comandados por esse SEP.	Excluir a provisão 9.114.3, pois o próprio RAP menciona a atuação correta deste SEP no item 5.2.3.		Acatado	A TAESA destaca que esse SEP teve o tempo de atuação conforme esperado, uma vez que a perda dupla no tronco 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas ocorreu no instante T22 (T0+1:914) e o último desligamento do SEP foi em T38 (T0+1:042ms). Sendo assim, o tempo de atuação do SEP foi de 128ms e o tempo máximo aceitável é de 150ms.	
TAESA	9.114. À TAESA	32		9.114.4. Fornecedor a análise desempenho da atuação da proteção de distância associada à teleproteção LT Colinas – Itacalcina I, que atua automaticamente instável.	Excluir a provisão 9.114.4, uma vez que a TAESA informa a análise de desempenho do problema no parágrafo 10 do item 9.114.4. A perturbação foi esclarecida no SIPR, juntamente com a ação para evitar reincidência (Perturbação 4898/2023). Cabe ressaltar que esta foi uma perturbação, ocorrida em paralelo, após a LT já ter sido ligada e que não tem relação com o processo de recomposição da perturbação gerada pelo ONS.		Acatado	Provisão exclusiva em SEP.	
TAESA	9.114. À TAESA	43		9.114.6. O agente TAESA deverá identificar e estanciar a causa do desligamento da LT 500 kV Gribuns II / São João do Piauí C3 às 12h22, assim como encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidências de falhas de mesma natureza.	Retirar das Provisões, ou incluir no item 8, Provisões Tomadas.		Acatado	Tendo em vista que esta provisão está sendo tratada no SIPR, o item 9.114.6 está retirado do RAP.	
TAESA	9.114. À TAESA	90		9.114.5. O agente TAESA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.	9.114.5. O agente TAESA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório, e apresentar um plano de ação para solucionar as causas após sua identificação.		Acatado	A redação será mantida como consta na minuta, pois apenas o plano de ação não é garantia da solução das anomalias de SOE identificadas. Como o agente não sugere nova proposta, mas retinou recomendação de um tempo maior, o ONS irá detalhar o prazo originando proposta para o ONS. Resultado de que dos quase 80 mil pontos usados apenas 10 pontos de TAESA apresentaram problemas que não trouxeram impacto para a perturbação em questão.	
ANEL	3. Descrição da Perturbação	100		O desligamento foi provocado pela atuação acidental da lógica de fechamento sob falta (Switch Onto Fault – SOTF) do sistema de proteção principal do terminal de Quaxá da linha de transmissão.	O desligamento foi provocado pela atuação incorreta da lógica de fechamento sob falta (Switch Onto Fault – SOTF) do sistema de proteção principal do terminal de Quaxá da linha de transmissão.		Não Acatado	A atuação da proteção SOTF foi incorreta e não acidental, uma vez que a mesma nem deveria estar habilitada para as condições de normal de operação. A diferença entre a classificação de atuação "correta, incorreta, recusa" e "acidental" é ter ocorrido ou não, no momento da sua atuação, uma falha ou anomalia no sistema atômico de proteção. Na atuação ocorrida em uma perturbação, a LT estava em condições normais de operação.	
NEENERGIA	5.7.1. Recomposição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste	190		O agente NEENERGIA ELEKTRO iniciou o restabelecimento das cargas do ONS9, sem autorização do ONS/CDOR-SE.	O agente NEENERGIA ELEKTRO iniciou o restabelecimento das cargas do ONS9, através do ERCC conforme estabelecido no item 5.2.2.2 da IO-GC-88.02 – Gerenciamento de carga por atuação do ERCC, Revísão 19, de 01/11/2022, de forma automática.		Acatado	A Eletro sobota o Equipa Regional de Restabelecimento de Cargas - ERCC, previsto na IO-GC-88.02 Rev.9, Item 5.2.2.2. As cargas atuadas foram recompostas de forma automática conforme a seguinte condição: As cargas serão restabelecidas automaticamente caso a frequência se mantiver igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo 10(s) segundos e o tempo se mantiver igual ou superior a 95% da nominal do barramento.	
NEENERGIA	7. Condições	194		7.17. As distribuidoras CELESC, CERTEH, CERSUL, NEENERGIA BRASÍLIA, NEENERGIA ELEKTRO, ENERGISA em Friburgo e ENERGISA MG; iniciaram o restabelecimento das cargas incrementando a frequência da SIN, em um valor igual ou superior a 60 Hz por um tempo igual ou superior a 1 minuto, o que ocorreu às 09h14, contrariando o estabelecido no item 5.2.2.2 da IO-GC-88.02 – Gerenciamento de Carga por Atuação do ERCC, Rev. 19, de 01/11/2022. As distribuidoras ENEL SP, NEENERGIA ELEKTRO e ENERGISA RJ; não incidiram porque este fato também foi verificado durante a recomposição de carga após as perturbações ocorridas às 11h06 e 11h36 em 26/05/2021. Também foram identificadas reincidências de anomalias semelhantes para as distribuidoras CELESC e NEENERGIA BRASÍLIA na perturbação de 08/12/2022 às 11h23.	Proposta: excluir a NEENERGIA ELEKTRO do parágrafo		Acatado	A Eletro sobota o Equipa Regional de Restabelecimento de Cargas - ERCC, previsto na IO-GC-88.02 Rev.9, Item 5.2.2.2. As cargas atuadas foram recompostas de forma automática conforme a seguinte condição: As cargas serão restabelecidas automaticamente caso a frequência se mantiver igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo 10(s) segundos e o tempo se mantiver igual ou superior a 95% da nominal do barramento. Na perturbação ocorrida em 26/05/2021, a NEENERGIA ELEKTRO apresentou a justificativa referente ao RAP-004/2021 que foi acatado pelo ONS.	
NEENERGIA	9.95. A NEENERGIA ELEKTRO	196		O agente NEENERGIA ELEKTRO deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h39, da carga interrompida por atuação do ERCC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC-88.02 – Gerenciamento de carga por atuação do ERCC, Revísão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.	Proposta: excluir a ação para a NEENERGIA ELEKTRO		Acatado	A Eletro sobota o Equipa Regional de Restabelecimento de Cargas - ERCC, previsto na IO-GC-88.02 Rev.9, Item 5.2.2.2. As cargas atuadas foram recompostas de forma automática conforme a seguinte condição: As cargas serão restabelecidas automaticamente caso a frequência se mantiver igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo 10(s) segundos e o tempo se mantiver igual ou superior a 95% da nominal do barramento.	
ENGEI	9.61. A ENGEI	196		A ENGEI está investigando e informando ao ONS as providências tomadas com relação à necessidade ou adequação da proteção de sobrecorrente nos equipamentos de serviço auxiliar da UTE Pampa Sul, durante o desempenho na perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.	A ENGEI está investigando e informando ao ONS as providências tomadas com relação à necessidade ou adequação da proteção de sobrecorrente nos inversores de frequência dos ventiladores primário e secundário, inseridos ao serviço auxiliar da UTE Pampa Sul, durante o desempenho na perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.		Acatado	A UTPS identificou que o motivo principal do desligamento da unidade durante a perturbação do dia 15/08/2023, foi a sobrecorrente submetida aos Inversores de Frequência de 6,3 MV, referentes aos ventiladores de ar primário e secundário. Não identificamos nenhum outro equipamento do sistema auxiliar da UTPS que tenha atuado a proteção de sobrecorrente e conseqüentemente evitado o desligamento.	
CELEO REDES	9.85. A ITE	197		9.85. A ITE	9.85. O agente ITE deverá informar ao ONS o motivo da demora para a preparação da SE Samuel e Ariquetes para a recomposição fluente da Área Samul.		Acatado	As informações prestadas serão incluídas como uma provisão tomada pelo agente, conforme redação a seguir: O agente ITE apresentou os seguintes esclarecimentos e providências tomadas com relação à preparação da SEs Samul e Ariquetes para o início recomposição fluente da Área Samul: "A ITE informou que foi necessário o COES Celso realizar a preparação de 24 (vinte e quatro) instalações de todas as conexões operadas da Celso. Para esta ocorrência, o COES Celso realizou a preparação de instalações de forma aleatória, sem diferenciar as instalações que participam de recomposição fluente e coordenada. Desta maneira, foi identificado como pontos de melhoria e reforçado com todos os operadores do COES Celso a priorização de preparação das instalações que participam da recomposição fluente, incluindo as subestações de Samul e Ariquetes. Desta maneira, foi identificado como pontos de melhoria e reforçado com todos os operadores do COES Celso a priorização de preparação das instalações que participam da recomposição fluente, incluindo as subestações de Samul e Ariquetes."	
CELEO REDES	9.103. A PARINTINS AMAZONAS	392		9.103. O agente PARINTINS AMAZONAS deverá analisar e providenciar a adequação de seus serviços auxiliares de SE Juruti, conforme determina o Procedimento de Rede Item 4.10.3.1.1 do Submódulo 2.6 dos PL, tendo em vista que às 14h21 o COES-NOZ solicitação COES Celso TR-02 230/138 kV de SE Juruti às 15h05 e em seguida ligou a LT 230 kV Juruti/Parintins, entretanto o agente solicitou ligar a TR-03 da SE Parintins para poder alimentar o serviço auxiliar da SE.	9.103. O agente PARINTINS AMAZONAS deverá analisar e providenciar a adequação de seus serviços auxiliares de SE Juruti, conforme determina o Procedimento de Rede Item 4.10.3.1.1 do Submódulo 2.6 dos PL, tendo em vista que às 14h21 o COES-NOZ solicitou a ligação da TR-02 230/138 kV de SE Juruti às 15h05 e em seguida ligou a LT 230 kV Juruti/Parintins, entretanto o agente solicitou ligar a TR-03 da SE Parintins para poder alimentar o serviço auxiliar da SE.		Acatado	O texto da provisão será alterado com ajuste de redação: Analisando o projeto básico da instalação observou-se que a alimentação de serviço auxiliar da CA para a TSA provém de um dos transformadores 230 /138 kV e a alimentação de TSA provém da distribuidora local. Esta situação justifica a prioridade do agente por ligar um dos transformadores em face disto, o ONS solicita esclarecimento quanto à divergência existente entre o projeto básico e diagrama da instalação que apresenta alimentação do serviço auxiliar proveniente dos transformadores de 230 /138 kV.	
CELEO REDES	9.103. A PARINTINS AMAZONAS	392		Os serviços auxiliares da CA devem ter, no mínimo, duas fontes de alimentação, nas seguintes configurações: (a) uma fonte externa proveniente da distribuidora local e outra interna da própria subestação; ou (b) duas fontes internas da própria subestação.	Exclusão da Provisão.		Acatado	Além do aspecto, conforme verificado nos registros internos da ocorrência, o COES Celso em contato com ONS sugere que fosse energizado e ligado o Transformador que já se encontra com todo o terciário conectado no serviço auxiliar da subestação, visando maior confiabilidade ao SM e o retorno das cargas da distribuidora. Com base nas informações solicitadas, exclusão da provisão.	
CELEO REDES	9.103. A PARINTINS AMAZONAS	392		Prazo: 30/10/2023 Gestor: AOC	9.103.2. O agente PARINTINS AMAZONAS deverá analisar e providenciar a adequação de seus serviços auxiliares de SE Juruti, conforme determina o Procedimento de Rede Item 4.10.3.1.1 do Submódulo 2.6 dos PL, tendo em vista que às 14h21 o COES-NOZ solicitou a ligação da TR-02 230/138 kV de SE Juruti às 15h05 e em seguida ligou a LT 230 kV Juruti/Parintins, entretanto o agente solicitou ligar a TR-03 da SE Parintins para poder alimentar o serviço auxiliar da SE.		Acatado	O agente Parintins Amazonas informou que seu serviço auxiliar atende de forma integral o item 4.10.3.1.1 do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede. Atualmente o serviço auxiliar da subestação Juruti é atendido por duas fontes internas através do terciário dos transformadores 7A103 e 7A104, fonte externa proveniente da distribuidora local e grupo gerador. Em operação normal o serviço auxiliar encontra-se conectado no Transformador 7A103. Além do aspecto, conforme verificado nos registros internos da ocorrência, o COES Celso em contato com ONS sugere que fosse energizado e ligado o Transformador que já se encontra com todo o terciário conectado no serviço auxiliar da subestação, visando maior confiabilidade ao SM e o retorno das cargas da distribuidora. Com base nas informações solicitadas, exclusão da provisão.	
CELEO REDES	9.103. A PARINTINS AMAZONAS	392		Prazo: 30/10/2023 Gestor: AOC	9.103.2. O agente PARINTINS AMAZONAS deverá analisar e providenciar a adequação de seus serviços auxiliares de SE Juruti, conforme determina o Procedimento de Rede Item 4.10.3.1.1 do Submódulo 2.6 dos PL, tendo em vista que às 14h21 o COES-NOZ solicitou a ligação da TR-02 230/138 kV de SE Juruti às 15h05 e em seguida ligou a LT 230 kV Juruti/Parintins, entretanto o agente solicitou ligar a TR-03 da SE Parintins para poder alimentar o serviço auxiliar da SE.		Acatado	O texto da provisão será alterado com ajuste de redação: Analisando o projeto básico da instalação observou-se que a alimentação de serviço auxiliar da CA para a TSA provém de um dos transformadores 230 /138 kV e a alimentação de TSA provém da distribuidora local. Esta situação justifica a prioridade do agente por ligar um dos transformadores em face disto, o ONS solicita esclarecimento quanto à divergência existente entre o projeto básico e diagrama da instalação que apresenta alimentação do serviço auxiliar proveniente dos transformadores de 230 /138 kV.	
CELEO REDES	9.110. A SITE (CELEO REDES)	394		9.110. A SITE (CELEO REDES)	9.110.1. O agente SITE DEBEM DE BIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A) deverá informar a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Tiquanguá II, após a perturbação das ONSB do dia 15/08/2023, o que ocorreu em função de uma falha na identificação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.	Pratar esclarecimentos com relação à provisão indicada e solicitar prorrogação de prazo.	Acatado	A SITE informou que no momento anterior a perturbação havia falha em seu circuito de comunicação backup entre o COES-Celso e a SITE. Durante a ocorrência, o seu circuito de comunicação principal falhou em virtude da perda de alimentação. Como solução temporária, com o objetivo de garantir robustez, foi instalado um nobreak adicional para evitar reincidência do evento. Após para soluções definitivas na alimentação principal estão sendo tomadas com prazo de implantação até 30/11/2023. Com base nisso, solicitamos a prorrogação do prazo para implantação da solução definitiva.	
CELEO REDES	9.110. A SITE (CELEO REDES)	395		9.110.1. O agente SITE deverá analisar e estanciar o motivo da falha da supervisão dos seus ativos na SE Paranaíba III, o que ocorreu em função do restabelecimento de cargas da referida instalação. O Agente deverá enviar as ações tomadas para evitar a reincidência de eventos semelhantes.	Pratar esclarecimentos e solicitar prorrogação de prazo		Acatado	A SITE informou que no momento anterior a perturbação havia falha em seu circuito de comunicação backup entre o COES-Celso e a SITE. Durante a ocorrência, o seu circuito de comunicação principal falhou em virtude da perda de alimentação. Como solução temporária, com o objetivo de garantir robustez, foi instalado um nobreak adicional para evitar reincidência do evento. Após para soluções definitivas na alimentação principal estão sendo tomadas com prazo de implantação até 30/11/2023. Com base nisso, solicitamos a prorrogação da implantação da solução definitiva.	

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS	
CEMIG	9.23. A CEMIG GT	353	9.23.1. O agente CEMIG GT deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificando e detalhando no item 5.3 desse relatório. Prazo: 30/11/2023	Prazo: 18/01/2024			Acetou	Prazo atualizado no RAP	
CEMIG	3. Descrição da Perturbação	169	Na UHE Camargos, a UED 25 MW que estava gerando 20 MW no momento da ocorrência, com a grande variação de carga no SE da UHE Itaipua, pontão de conexão da UHE Camargos, foi desligada a 03h07min38s, por redução da falta do regulador de tensão e subseqüente nas linhas de conexão S de LT 500V Itaipua. A CEMIG informou que ainda está em aprovação deste desligamento.	A UHE Camargos, teve a UED 25MW desligada do sistema, devido a perda de tensão do circuito de serviço auxiliar CA da usina. No momento da ocorrência, a UED estava gerando 20 MW e a falta de tensão no circuito de serviço auxiliar CA foi causada pela atuação do Erac da Cemig do, com a abertura do alimentador #F4 da SE Itaipua. Já a UFE, fonte principal do serviço auxiliar CA, estava parada para manutenção da turbina, conforme SOE 42.299.23. Como medida de melhoria, foi solicitado a Cemig D a remoção do alimentador #F4 de 6kV.	Concluiu a análise da ocorrência.	Acetou	Complementação de texto realizada.		
ENGE	3. Descrição da Perturbação	102	O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subseqüência das unidades geradoras da UHE Estreito, não estão aderentes ao Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede, que indica que, para operação em regime de frequência não normal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) operação entre 56 e 62 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência instantâneas; (b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos; (c) operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência temporizadas; e (d) operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos. A ENGE deverá avaliar a alteração deste ajuste para atendimento do referido Submódulo.	O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subseqüência das unidades geradoras da UHE Estreito estão de acordo com o antigo Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede vigente à época da entrada da UHE Estreito em Operação (Requisitos Técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Revisão 1.1 - Data de vigência 16/09/2010) e com o Pre-operacional #R 3/07/2013 (ESTUDOS PRE-OPERACIONAIS ASSOCIADOS A UHE ESTREITO emitido pelo ONS no apoio dos estudos de entrada em operação da UHE Estreito que indica que, para operação em regime de frequência não normal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência instantâneas; (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos; (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência temporizadas; (e) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	A ENGE é obrigada a atender ao Submódulo vigente à época (artigo 3.6 - Revisão 1.1 - 16/09/2010) da entrada da UHE Estreito em operação e ao pré-operacional, que, no caso, se operar em 58,5Hz por até 10 segundos.	Inseridos no TFO: - ProcedimentosDeRede_Módulo 3_Submódulo 3.6_Submódulo 3.6_Rev_1.1	Não Acetou	A ENGE deve apresentar uma justificativa técnica, com o diagnóstico do fabricante de suas unidades geradoras e turbinas hidráulicas, comprovando a impossibilidade do atendimento do requisito atual de ajuste da proteção de subseqüência de suas unidades geradoras em 58,5 Hz por 20 segundos, em atendimento aos requisitos atualmente estabelecidos no SM 2.10 dos Procedimentos de Rede.	
ENGE	3. Descrição da Perturbação	103	Em seqüência aos desligamentos observados na área, é verificado o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2 por atuação do SOTF no terminal de Miscema às 03h05min5,007s (TD=14,061s) e recepção de TDO às 03h05min5,032s (TD=14,086s) no terminal de Serra Pelada. No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo.	Em seqüência aos desligamentos observados na área, é verificado o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2 por atuação do SOTF no terminal de Miscema às 03h05min5,007s (TD=14,061s) e recepção de TDO às 03h05min5,032s (TD=14,086s) no terminal de Serra Pelada. No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo.	Os valores pré-ajustados para ativação da função SOTF eram de 4A00A e V<200MV. Como a corrente medida antes do desligamento chegou a aproximadamente 150A e a tensão menor que 200MV (chegando a até 150MV) e permaneceu desta forma por pelo menos 20ms (temporização pré-ajustada), o relé identificou automaticamente a linha como morta e habilitou a função SOTF. Como, no momento em que o SOTF foi habilitado, o relé tinha identificado corrente passando ainda com uma tensão baixa, a função interpretou que havia um curto na linha e atuou.	A proteção que foi atuada não foi a 21.21 como descrita no RAP e sim o SOTF. O texto proposto já explica o porquê esta proteção foi atuada e já cita a ação tomada para evitar a reincidência.	Inseridos no TFO: atacao_SOTF_1T_SPM_MC-C1-C2	Acetou	Corrigido o texto de descrição, com as informações fornecidas, e inserida proibição para a ENGE verificar em suas outras linhas se há necessidade de acerto nesta lógica de SOTF.
ENGE	3. Descrição da Perturbação	102	O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subseqüência das unidades geradoras da UHE Estreito, não estão aderentes ao Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, que indica que, para operação em regime de frequência não normal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) operação entre 56 e 62 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência instantâneas; (b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos; (c) operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência temporizadas; e (d) operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos. A ENGE deverá avaliar a alteração deste ajuste para atendimento do referido Submódulo.	O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subseqüência das unidades geradoras da UHE Estreito estão de acordo com o antigo Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede vigente à época da entrada da UHE Estreito em Operação (Requisitos Técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Revisão 1.1 - Data de vigência 16/09/2010) e com o Pre-operacional #R 3/07/2013 (ESTUDOS PRE-OPERACIONAIS ASSOCIADOS A UHE ESTREITO emitido pelo ONS no apoio dos estudos de entrada em operação da UHE Estreito que indica que, para operação em regime de frequência não normal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência instantâneas; (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos; (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência temporizadas; (e) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	A ENGE é obrigada a atender ao Submódulo vigente à época (artigo 3.6 - Revisão 1.1 - 16/09/2010) da entrada da UHE Estreito em operação e ao pré-operacional, que, no caso, se operar em 58,5Hz por até 10 segundos.	Inseridos o TFO: - ProcedimentosDeRede_Módulo 3_Submódulo 3.6_Submódulo 3.6_Rev_1.1	Não Acetou	A ENGE deve apresentar uma justificativa técnica, com o diagnóstico do fabricante de suas unidades geradoras e turbinas hidráulicas, comprovando a impossibilidade do atendimento do requisito atual de ajuste da proteção de subseqüência de suas unidades geradoras em 58,5 Hz por 20 segundos, em atendimento aos requisitos atualmente estabelecidos no SM 2.10 dos Procedimentos de Rede.	
CEMIG	9.123. AOS AGENTES GERADORES EOLICOS E FOTOVOLTAICOS	398	9.123.1. Ajustar o disparo dos Registradores Digitais de Perturbação (RDP) dos parques geradores segundo os ajustes de subseqüência, sobrefrequência e sobrefrequência a serem definidos pelo Operador em documento específico (Requisitos Técnicos do RDP nas usinas eólicas e fotovoltaicas) a ser disponibilizado pelo ONS no 03/09/2023.	Favor explicitar o nível de tensão no potencial de corte para as usinas fotovoltaicas e eólicas que serão feitas provisoriamente.	Definir um parâmetro objetivo de corte para abrangência da província.		Não Acetou	Os critérios das usinas eólicas e fotovoltaicas a que se aplicam esta província está especificado no Relatório Técnico do RDP já distribuído e disponível para download no Tópico Fechado Online do RAP.	
ENGE	3. Descrição da Perturbação	103	Em seqüência aos desligamentos observados na área, é verificado o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2 por atuação do SOTF no terminal de Miscema às 03h05min5,007s (TD=14,061s) e recepção de TDO às 03h05min5,032s (TD=14,086s) no terminal de Serra Pelada. No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo.	Em seqüência aos desligamentos observados na área, é verificado o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2 por atuação do SOTF no terminal de Miscema às 03h05min5,007s (TD=14,061s) e recepção de TDO às 03h05min5,032s (TD=14,086s) no terminal de Serra Pelada. No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo, fazendo com que a lógica do relé identifique a linha como "morta", habilitando automaticamente a função SOTF. Os valores pré-ajustados para ativação da função SOTF eram de 4A00A e V<200MV. Como a corrente medida antes do desligamento chegou a aproximadamente 150A e a tensão menor que 200MV (chegando a até 150MV) e permaneceu desta forma por pelo menos 20ms (temporização pré-ajustada), o relé identificou automaticamente a linha como morta e habilitou a função SOTF. Como, no momento em que o SOTF foi habilitado, o relé tinha identificado corrente passando ainda com uma tensão baixa, a função interpretou que havia um curto na linha e atuou.	A proteção que foi atuada não foi a 21.21 como descrita no RAP e sim o SOTF. O texto proposto já explica o porquê esta proteção foi atuada e já cita a ação tomada para evitar a reincidência.	Inseridos no TFO: atacao_SOTF_1T_SPM_MC-C1-C2	Acetou	Inserido no texto do RAP a descrição da atuação da proteção e a alteração efetuada para sua correção. Inserida uma proibição para que seja avaliada esta correção na lógica de SOTF nas demais linhas deste Agente.	
ENGE	3. Descrição da Perturbação	104	LT 500 V Serra Pelada - Miracema C1 As 03h05min5,031s (TD=14,091s) segue o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C1, no terminal de Serra Pelada, por recepção de TDO proveniente do terminal de Xingu, que desliga as 03h05min5,014s (TD=14,086s) também por atuação da função de distância em Zona 1.	As 03h05min5,031s (TD=14,091s) segue o desligamento da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C1 por atuação do SOTF no terminal de Miscema e recepção de TDO no terminal de Serra Pelada às 03h05min5,014s (TD=14,086s). No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo, fazendo com que a lógica do relé identifique a linha como "morta", habilitando automaticamente a função SOTF. Os valores pré-ajustados para ativação da função SOTF eram de 4A00A e V<200MV. Como a corrente medida antes do desligamento chegou a aproximadamente 150A e a tensão menor que 200MV (chegando a até 150MV) e permaneceu desta forma por pelo menos 20ms (temporização pré-ajustada), o relé identificou automaticamente a linha como morta e habilitou a função SOTF. Como, no momento em que o SOTF foi habilitado, o relé tinha identificado corrente passando ainda com uma tensão baixa, a função interpretou que havia um curto na linha e atuou.	A proteção que foi atuada não foi a 21.21 como descrita no RAP e sim o SOTF. O texto proposto já explica o porquê esta proteção foi atuada e já cita a ação tomada para evitar a reincidência.	Inserido no TFO: atacao_SOTF_1T_SPM_MC-C1-C2	Acetou	Inserido no texto do RAP a descrição da atuação da proteção e a alteração efetuada para sua correção. Inserida uma recomendação para que seja avaliada esta correção na lógica de SOTF nas demais linhas deste Agente.	
ENGE	3. Descrição da Perturbação	106	LT 500 V Serra Pelada - Xingu C1 As 03h05min5,026s (TD=14,080s) segue o desligamento da LT 500 V Xingu - Serra Pelada C1, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDO para o terminal de Xingu, que desliga as 03h05min5,014s (TD=14,086s).	As 03h05min5,026s (TD=14,080s) segue o desligamento da LT 500 V Xingu - Serra Pelada C1, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDO para o terminal de Xingu, que desliga as 03h05min5,014s (TD=14,086s).	Foi o terminal de Serra Pelada que atuou por 21.21 e enviou TDO para o terminal remoto (Xingu) e não o contrário.	Inseridos no TFO: atacao_21_21_T_NSG_SPM-C1-C2	Acetou	Informação de proteção atuada corrigida.	
ENGE	3. Descrição da Perturbação	108	LT 500 V Serra Pelada - Xingu C2 As 03h05min5,061s (TD=14,115s) segue o desligamento da LT 500 V Xingu - Serra Pelada C2, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDO para o terminal de Xingu, que desliga as 03h05min5,014s (TD=14,086s).	As 03h05min5,061s (TD=14,115s) segue o desligamento da LT 500 V Xingu - Serra Pelada C2, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDO para o terminal de Xingu, que desliga as 03h05min5,014s (TD=14,086s).	Foi o terminal de Serra Pelada que atuou por 21.21 e enviou TDO para o terminal remoto (Xingu) e não o contrário.	Inseridos no TFO: atacao_21_21_T_NSG_SPM-C1-C2	Acetou	Informação de proteção atuada corrigida.	
ISA CTEEP	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	190	5.1.6. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em zona 1 do terminal de S. 1. Paul da LT 500 V S. 1 do Paul - R. Gonçalves C2, uma vez que o ajuste de alcance resistivo se encontrava muito abrangente devido a sua flexibilidade e ajuste se renovada.	5.1.6. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em zona 1 do terminal de S. 1. Paul da LT 500 V S. 1 do Paul - R. Gonçalves C2.	Com o sistema degradado, esta situação ficou agravada após os desligamentos em Presidente Dutra 500 V, fazendo com que a impedância medida do terminal de São João do Paul atigisse a Zona 1 de sua proteção de distância e consequentemente a sua atuação correta. A oportunidade do terminal no alcance resistivo da proteção de distância em zona 1 do terminal de S. 1. Paul da LT 500 V S. 1 do Paul - R. Gonçalves C2 já está sendo tratada no item 8.2.2. de minuta de RAP.	Acetou Parcialmente	Como existe oportunidade de melhoria de ajuste na função, uma vez que o ajuste estava muito abrangente, esta atuação foi considerada incorreta.		
ENGE	4. Sequência de Eventos	179	UHE Ponte de Pedra (UHPD)	UHE Ponte de Pedra (UHPD)	Nome incorreto da função.		Acetou	Texto corrigido.	
ISA CTEEP	8.4. IENNE	344	8.4.1. A IENNE irá programar a realização de ensaio na função de relâmpago automático do bay 500 V Colinas, na SE Ribeiro Gonçalves.	8.4.1. A IENNE irá programar a realização de ensaio na função de relâmpago automático do bay 500 V Colinas C2, na SE Ribeiro Gonçalves.	Prazo: 31/12/2023		Acetou	Inserido o prazo de conclusão da província para 31/12/2023.	
ISA CTEEP	8.4. IENNE	344	8.4.2. Encontrar-se em andamento a substituição do ROP IV / Reason na SE São João do Paul que se encontra em falta (obsoleto). Prazo: 30/09/2024	8.4.2. Encontrar-se em andamento a substituição do ROP IV / Reason na SE São João do Paul que se encontra em falta (obsoleto). Prazo: 30/09/2024	Estabelecimento de prazo para entrega dos equipamentos, projeto, instalação e comissionamento.		Acetou	Inserido o prazo de conclusão da província, conforme solicitado.	
ENGE	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	194	Houve atuação incorreta das proteções de subseqüência das unidades geradoras UG1, UG2, UG3, UG4, UG5, UG6 e UG8 da UHE Estreito. Essas proteções estavam com o ajuste de 58,5 Hz em 10s, no entanto, este ajuste não está aderente ao Submódulo 2.10 e deverá ser avaliado conforme província citada em item específico.	Houve atuação correta das proteções de subseqüência das unidades geradoras UG1, UG2, UG3, UG4, UG5, UG6 e UG8 da UHE Estreito. O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subseqüência das unidades geradoras da UHE Estreito estão de acordo com o antigo Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede vigente à época da entrada da UHE Estreito em Operação (Requisitos Técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Revisão 1.1 - Data de vigência 16/09/2010) e com o Pre-operacional #R 3/07/2013 (ESTUDOS PRE-OPERACIONAIS ASSOCIADOS A UHE ESTREITO emitido pelo ONS no apoio dos estudos de entrada em operação da UHE Estreito que indica que, para operação em regime de frequência não normal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência instantâneas; (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos; (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subseqüência e sobrefrequência temporizadas; (e) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	A atuação das proteções de subseqüência da UHE Estreito foi CORRETA, e não incorreta, conforme informa o trecho do RAP e a ENGE é obrigada a atender ao Submódulo vigente à época (artigo 3.6 - Revisão 1.1 - 16/09/2010) da entrada da UHE Estreito em operação e ao pré-operacional, que, no caso, se operar em 58,5Hz por até 10 segundos.	Inseridos no TFO: - ProcedimentosDeRede_Módulo 3_Submódulo 3.6_Submódulo 3.6_Rev_1.1	Acetou	Corrigida a classificação da atuação como correta e inseridas as informações fornecidas como justificativa. Foi mantida a proibição para avaliar a atuação no ajuste para atendimento do OMS 2.10 vigente.	
ENGE	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	194	Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Miracema da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2, no terminal de Serra Pelada, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo a barra de Serra Pelada 500 V.	Foi incorreta a atuação da proteção SOTF no terminal de Miracema da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C2 com o correto momento de recepção de TDO no terminal de Serra Pelada, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo a barra de Serra Pelada 500 V.	A proteção que foi atuada não foi a 21.21 como descrita no RAP e sim o SOTF. O texto proposto já explica o porquê esta proteção foi atuada e já cita a ação tomada para evitar a reincidência.	Inseridos no TFO: atacao_SOTF_1T_SPM_MC-C1-C2	Acetou	Corrigida a análise de desempenho da proteção atuada e registrada a correção de lógica implementada nesta função.	
ENGE	5.1. Proteção e Esquemas de Relâmpago Automático	194	Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Miracema da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C1, no terminal de Serra Pelada, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo a barra de Serra Pelada 500 V.	Foi incorreta a atuação da proteção SOTF no terminal de Miracema da LT 500 V Serra Pelada - Miracema C1 com o correto momento de recepção de TDO no terminal de Serra Pelada, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo a barra de Serra Pelada 500 V.	A proteção que foi atuada não foi a 21.21 como descrita no RAP e sim o SOTF. O texto proposto já explica o porquê esta proteção foi atuada e já cita a ação tomada para evitar a reincidência.	Inseridos no TFO: atacao_SOTF_1T_SPM_MC-C1-C2	Acetou	Corrigida a análise de desempenho da proteção atuada e registrada a correção de lógica implementada nesta função.	
ISA CTEEP	8.4. IENNE	344	8.4.3. A IENNE irá programar intervenção para aplicação de melhorias na parametrização da descrição dos canais digitais registrados nas proteções (PP e PA) e ROPs das funções de transmissão.	8.4.3. A IENNE irá programar intervenção para aplicação de melhorias na parametrização da descrição dos canais digitais registrados nas proteções (PP e PA) e ROPs das funções de transmissão. Prazo: 31/12/2023	Estabelecimento de prazo para conclusão das intervenções		Acetou	Acreditado no item Provisórias e prazo para conclusão do serviço, conforme solicitado.	

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Aneexos	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
ENERGISA	9.8.8. A LITE	387	O agente LITE deverá informar os motivos das dificuldades verificadas durante o processo de recomposição da LT 500V Xingu / Juruari, por volta das 12h32 e 12h31, tendo em vista as constantes quedas de supervisão, bem como as tentativas de telecomando. Percebe-se pelas gravações que o operador daquele centro envia frequentes ordens à instalação no intuito de efetuar comando aos equipamentos. A LITE deverá informar o que ocorreu na SE Juruari, bem como apresentar evidências das providências tomadas para evitar reincidências.	O agente esclarece que a dificuldade em comandar os disjuntores, 9022 e 9032, para recomposição da LT 500V Xingu/Juruari foi devida à não seleção de sincronismo motivada pela identificação de posição da chave seccionadora B93AC. O sistema supervisor monitora esta chave seccionadora pela unidade de controle do banco de capacitores que aquilota o status por um par de contatos do camis diferente da unidade de controle dos disjuntores, portanto não reportando naquele momento qualquer tipo de defeito. Durante investigação técnica, a equipe de manutenção identificou um defeito nos contatos do camis da seccionadora que não destinava a unidade de controle de LT a realizar a correção conforme SOI 32.823-23. Adicionalmente, para evitar recorrência e facilitar o diagnóstico foi criado um ponto, na unidade de controle dos disjuntores, de supervisão das chaves seccionadoras dos bancos de capacitores para alarmar no sistema de supervisão. Dessa forma, o agente solicita a baixa da providência.	Providência atendida		Acetou	O agente identificou a causa do problema e apresentou a devida solução
ENERGISA	9.8.8. A LITE	387	O agente LITE deverá esclarecer o motivo do fechamento do disjuntor 9042 da SE Xingu referente à linha para SE Tucuruí ao invés do disjuntor 9042 referente à linha para Juruari, conforme solicitado pelo ONS 81.12940, bem como apresentar evidências das providências tomadas para evitar reincidências.	O agente informa que o comando foi efetuado de forma equivocada através do centro de operação, provocando o fechamento indevido do DI 9042. Tal situação se deu por equívoco do operador em consequência do elevado número de manobras que estavam sendo efetuadas na data da ocorrência. Como forma de evitar recorrência, foram realizadas reuniões com toda a equipe de operação entre os dias 01/09/2023 e 06/09/2023, para avaliação do desempenho do time na data ocorrência, onde foram levantados e discutidos todos os pontos de melhoria. Dessa forma, o agente solicita a baixa da providência.	Providência atendida		Acetou	O agente identificou a causa do problema e apresentou a devida solução
ENERGISA	9.8.8. A LITE	387	O agente LITE deverá informar o motivo das aberturas dos disjuntores de 500 KV (9014 e 9024) da SE Juruari sem intervenção da equipe de operação, durante o processo de recomposição da LT 500V Xingu / Juruari CI, 31.2744, estando a SE Juruari configurada para ser energizada pela SE Xingu com o reator RTI solitário a LT. Importante destacar que havia pessoas trabalhando no campo e que a equipe de operação entrou em contato para esclarecimentos. Em face disto, o agente LITE deverá apresentar as evidências para evitar reincidências.	O agente informa que com relação a DI 9014, o referido disjuntor estava aberto desde às 08h30min e foi fechado às 12h49min por comando de fechamento e, portanto, não houve abertura às 12h44min, uma vez que neste momento ele já se encontrava aberto. No entanto, o DI 9024 estava havia sido fechado às 11h38min foi aberto às 12h43min por comando em nível 1 pela equipe de manutenção. Tal situação se deu por equívoco do mantenedor em consequência do elevado número de manobras que estava sendo efetuadas na data da ocorrência. Como forma de evitar recorrência, o agente realizou uma reunião com todo a equipe de manutenção informando a necessidade de realizar comandos com atenção redobrada e apenas com uma orientação e autorização do Centro de Operação. Dessa forma, o agente solicita a baixa da providência.	Providência atendida		Acetou	O agente identificou a causa do problema e apresentou a devida solução
ENERGISA	9.8.8. A LITE	388	O agente LITE deverá esclarecer o motivo de ter ligado a LT 500V Xingu / Juruari CI somente às 14h22min, visto que a primeira solicitação foi às 14h04min, seguida por nova solicitação às 14h05min, bem como informar as providências tomadas para evitar reincidências. Importante destacar que a LT 500 V Xingu / Juruari CI estava ligada desde às 12h53	O agente esclarece que a dificuldade em comandar os disjuntores, 9022 e 9032, para recomposição da LT 500V Xingu/Juruari foi devida à não seleção de sincronismo motivada pela identificação de posição da chave seccionadora B93AC. O sistema supervisor monitora esta chave seccionadora pela unidade de controle do banco de capacitores que aquilota o status por um par de contatos do camis diferente da unidade de controle dos disjuntores, portanto não reportando naquele momento qualquer tipo de defeito. Durante investigação técnica, a equipe de manutenção identificou um defeito nos contatos do camis da seccionadora que não destinava a unidade de controle de LT a realizar a correção conforme SOI 32.823-23. Adicionalmente, para evitar recorrência e facilitar o diagnóstico foi criado um ponto, na unidade de controle dos disjuntores, de supervisão das chaves seccionadoras dos bancos de capacitores para alarmar no sistema de supervisão. Dessa forma, o agente solicita a baixa da providência.	Providência atendida		Acetou	O agente identificou a causa do problema e apresentou a devida solução
ENERGISA	9.5.7. A ENERGIA RONDONIA	376	9.5.7.1. O agente ENERGISA RO deverá informar se houve atuação do ERAC durante a perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min e, caso positivo, enviar as seguintes informações: a) Carga total da empresa; b) Frequência mínima observada; c) Atuação de deslize por taxa de variação de frequência (caso atuação por taxa, informar o valor) ou por frequência absoluta; d) Momentos de carga controlado, por estágio, do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas. Prazo: 31/10/2023 Gestor EGP	Remover item de Providências para a Energia Rondonia.	No entanto, não foram incluídos e-mail de Contatos da Energia Rondonia, e, consequentemente, não tomou ciência da ocorrência solicitada pelo ONS.	https://drive.google.com/file/d/1Ru0UwAAWZyS1_p9L23P0u9P36e4qV/view?usp=drivefs	Acetou	Providência retratada. As informações foram solicitadas para o e-mail que envia as leituras mensais.
ENERGISA	5.6.4. Desempenho Dinâmico do Sistema Acre - Rondonia	249	O cenário operativo que antecedeu à perturbação apresentava o sistema Acre-Rondonia exportador de energia para o SIN (FACRO - 290 MW). No momento da perturbação, esse sistema permaneceu conectado ao SIN e experimentou uma subfrequência de aproximadamente 58,1 Hz. Houve atuação de 2 estágios do ERAC da Área Acre-Rondonia, logo após a subfrequência experimentada pelo sistema em decorrência da separação do subsistema Norte do restante do SIN pela abertura do tronco de 500 KV Gurupí - Miracema CI, C2 e C3. A partir do instante 08h30min:38,366, o sistema Acre-Rondonia começou a experimentar aumento da abertura angular em relação ao SIN, principalmente em função do aumento da geração de área do back-to-back em resposta à subfrequência observada no sistema interligado. Esse comportamento pode ser observado na Figura 222, que apresenta o comportamento das curvas de diferença angular de tensão calculadas, entre as PAVU do sistema Acre-Rondonia, tendo como referência angular a PAVU da LT 230 KV Barreiras Varzea Grande, terminal da SE Varzea Grande (MT). Conforme pode ser observado na Figura 219, aproximadamente 500 ms após a atuação do ERAC, houve a recuperação da frequência. Logo em seguida a essa recuperação de frequência, conforme pode ser observado na Figura 222, houve um aumento da abertura angular do sistema Acre-Rondonia contra o restante do SIN, que culminou na sensibilização da PPS instalada no terminal de JP Parana da LT 230 KV Parana - Primavera Branco C3 às 08h30min:416. Ao ser sensibilizada, essa PPS promove o desligamento do referido terminal, envio de transferência de disparo para o terminal de Primavera Branco e envio de disparo para os circuitos 1 e 2 deste tronco de interligação.	Explicar a causa real da sensibilização de Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) instalada no terminal de JP Parana da LT 230 KV Parana, provocando a desenergização do Subsistema Acre-Rondonia do SIN, após sensibilização a atuação do 2º Estágio do ERAC.	Necessidade de clarificar na RAP a origem efetiva da desenergização, deixando claro se essa era o comportamento esperado, uma vez que a frequência apresentou sinal de recuperação após haver atuação do 2º estágio do ERAC. (Não houve sensibilização dos demais estágios do ERAC)		Acetou Parcialmente	Será referenciada a Figura 180 mencionando a trajetória da frequência e os blindados, comprovando que a trajetória da frequência, caso não houvesse atuação da PPS vai sensibilizar a proteção de distância das linhas.
ENERGISA	5.7.3.4. Recomposição da Área Acre/Rondonia	314	1	Registrar dificuldade de comunicação entre o Centro de Operação da Energia Rondonia, Agente de Transmissão e ONS. "O Agente de Distribuição (Energia Rondonia) enfrentou dificuldades de comunicação, não conseguindo, por vezes, contato com o Centro de Operação do Agente de Transmissão e do ONS para confirmar autorização e momentos de carga no encerramento de recomposição, afetando o tempo total do processo."	Contatar o BAF complexidade de comunicação observada entre os agentes, influenciando no tempo de recomposição toda do Subsistema Acre-Rondonia.		Acetou	Será inserido no RAP, na página 114, recomposição do Acre-Rondonia. "O Agente de Distribuição (Energia Rondonia) informou que enfrentou dificuldades de comunicação, não conseguindo, por vezes, contato com o Centro de Operação do Agente de Transmissão e do ONS para confirmar autorização e momentos de carga no encerramento de recomposição, afetando o tempo total do processo?"
ENERGISA	5.6.4. Desempenho Dinâmico do Sistema Acre - Rondonia	249	O cenário operativo que antecedeu à perturbação apresentava o sistema Acre-Rondonia exportador de energia para o SIN (FACRO - 290 MW). No momento da perturbação, esse sistema permaneceu conectado ao SIN e experimentou uma subfrequência de aproximadamente 58,1 Hz. Houve atuação de 2 estágios do ERAC da Área Acre-Rondonia, logo após a subfrequência experimentada pelo sistema em decorrência da separação do subsistema Norte do restante do SIN pela abertura do tronco de 500 KV Gurupí - Miracema CI, C2 e C3. A partir do instante 08h30min:38,366, o sistema Acre-Rondonia começou a experimentar aumento da abertura angular em relação ao SIN, principalmente em função do aumento da geração de área do back-to-back em resposta à subfrequência observada no sistema interligado. Esse comportamento pode ser observado na Figura 222, que apresenta o comportamento das curvas de diferença angular de tensão calculadas, entre as PAVU do sistema Acre-Rondonia, tendo como referência angular a PAVU da LT 230 KV Barreiras Varzea Grande, terminal da SE Varzea Grande (MT). Como a frequência do SIN permaneceu em queda, conforme pode ser observado na Figura 219, às 08h30min:39,566, houve a atuação de 2 (dois) estágios do ERAC no sistema Acre-Rondonia, que nesse instante ainda permaneceu interligado ao SIN. Conforme pode ser observado na Figura 219, aproximadamente 500 ms após a atuação do ERAC, houve a recuperação da frequência. Logo em seguida a essa recuperação de frequência, conforme pode ser observado na Figura 222, houve um aumento da abertura angular do sistema Acre-Rondonia contra o restante do SIN, que culminou na sensibilização da PPS instalada no terminal de JP Parana da LT 230 KV Parana - Primavera Branco C3 às 08h30min:416. Ao ser sensibilizada, essa PPS promove o desligamento do referido terminal, envio de transferência de disparo para o terminal de Primavera Branco e envio de disparo para os circuitos 1 e 2 deste tronco de interligação.	Complementar descrição deste item, especificando que medidas / ações descumpriram o esperado, impossibilitando a atuação desenergizada do SIN, uma vez que possuía Geração suficiente para Atendimento do "Hub" Acre-Rondonia após Desligamento das LT 230V x Parana / Primavera Branco. (colmando assim, no blindado do sistema Acre-Rondonia)	No momento da perturbação, sistema Acre-Rondonia apresentava-se como exportador de energia para o SIN, com fluxo do ordem de 290 MW. Após desenergização, é necessário indicar que medidas de controle foram observadas no sistema.		Não Acetou	No item 5.6.4 é detalhada a sequência de desligamentos dos equipamentos após a abertura da PPS que agravaram as condições na área formada e a variação no blindado. Foram citadas providências para os agentes envolvidos, entre eles: Eletromec e Sarte Andréus Energia, solicitando informações complementares de forma a permitir um diagnóstico adequado do comportamento dinâmico do sistema Acre-Rondonia.
FURNAS	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	65	Como os horários da oscilografia obtida dos IEDs de proteção da unidade geradora estão incorretos pela falta de sincronismo, não foi possível fazer correção do desligamento da UG03 com os demais eventos da perturbação.	O horário da oscilografia obtida dos IEDs de proteção da unidade geradora estão incorretos pela falta de sincronismo no entanto, após sequência de eventos do tipo UG03, que está sincronizada, é possível identificar o momento da abertura do disjuntor D093 em 08h30min:39ag:02min:ag, fazendo correlação do desligamento da UG03 com os demais eventos da perturbação.	Apear da IED de proteção não estar sincronizada no momento da perturbação, a UAC estava e o ponto de supervisão do disjuntor D093 sob para o ONS. O sincronismo do IED de proteção já foi normalizado.		Acetou	Acrescentada a informação na descrição da perturbação, conforme solicitado.
FURNAS	9.7.7. A FURNAS	383	9.7.7.1. Corrigir o sincronismo de tempo das oscilografias das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa	Transferir a providência para o item providências tomadas.	Providência concluída: Em 27/09/23 foi normalizada o sincronismo do ROP SMO2, normalizando seu relógio interno.		Acetou	Transferido o item para providências tomadas.
FURNAS	9.7.7. A FURNAS	383	9.7.7.2. Corrigir o sincronismo de tempo das oscilografias da LT 500 KV Gurupí - Miracema CI no terminal de Gurupí.	Transferir a providência para o item providências tomadas.	Providência concluída: Em 27/09/23 foi normalizada o sincronismo do ROP GUD5, normalizando seu relógio interno.		Acetou	Transferido o item para providências tomadas.
FURNAS	9.7.7. A FURNAS	383	9.7.7.3. Verificar e justificar o desligamento por falta de regulador de tensão das unidades geradoras UG01 e UG04 da UHE Madeira, cerca de 6 minutos do início da perturbação de 15/08/2023.	Transferir a providência para o item providências tomadas.	Providência Concluída: Devido às grandes oscilações de frequência durante a ocorrência, o regulador de tensão gerou a sincronismo para o disparo para o sistema de excitação causando falha interna no equipamento, promovendo o desligamento das unidades geradoras. Não é possível representar o fenômeno que provocou a falha finaliza. Então, o regulador foi testado com resultados satisfatório e entregue à operação Furnas permanecerá acompanhando o desamento do regulador de tensão das UG01 e UG04.		Acetou	Inserida a explicação e a ação efetuada no item providências tomadas, conforme solicitado.
FURNAS	9.7.7. A FURNAS	384	9.7.7.5. O agente FURNAS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificando o detalhado no item 5.5 desse relatório.	Transferir a providência para o item providências tomadas.	Providência concluída: Em 27/09/23 foi verificada a atuação de pontos provenientes da mesma fonte de dados (LUC) em Serra da Mesa e estes foram reconfigurados corretamente com SOE.		Acetou	Confirmado correto envio de eventos de SOE. Migrado para "providências tomadas"
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.1. Avaliar e implementar um bloqueio da função de energização acidental das unidades geradoras da UHE Tucuruí de forma a evitar sua atuação quando de condições de recarga.		A Eletrobras Eletronorte informa que as proteções das Unidades Geradoras da UHE Tucuruí não possuem a função de oscilação de potência (PWR 983-216), já que na concepção original do projeto desta, não foi prevista esta função. Desta forma, não é possível implementar essa função.		Não Acetou	A providência trata de função de energização acidental, e não de oscilação de potência. Alterado o texto da referida providência para deixar a mais clara.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.2. Analisar o desempenho e justificar pela característica da função a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Miracema da LT 500 KV Serra Pelada - Miracema CI.		Providência não pertinente.		Acetou	Texto corrigido.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.3. Enviar relatório de avaliação do desempenho do Bipolo 1 do Madeira durante a perturbação do dia 15/08/2023, para complementação da análise, uma vez que não foram enviados dados.		Linha de Transmissão de propriedade de outro agente: Enge. Em elaboração relatório para atendimento a esta providência.		Acetou	Mantido o prazo da providência para 30/11/2023.

Parecer do ONS referente aos comentários para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1. A. O agente ELETRONORTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falta para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.		A Eletrosbras Eletromote solicita a alteração do prazo inicial de atendimento para 30/04/2024, em decorrência das atividades necessárias referentes à verificação do funcionamento do sistema de sincronismo de EPS em todas as instalações. Prazo Agente: 30/04/2024		Acetia	Prazo atualizado no RAP
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.5. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da demora para a preparação da UHE Tucuruí para o início reconexão Ffrente da Área Tucuruí Pará, bem como as evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.	Provedência excluída mediante os esclarecimentos do agente.	Provedência não pertencente. A Eletrosbras Eletromote informa que decorrido 16 minutos após bloqueio, a UHE Tucuruí estava com OS (exceto unidades geradoras rodando em carga) já sendo, prontas para sincronismo, conforme anexos 9.5.1.5. Importante destacar que esse tempo de preparação da usina foi inferior ao tempo máximo estabelecido nos procedimentos de rede (10 minutos).	Anexo 9.5.1.5 - TUIJUH-01 Anexo 9.5.1.5 - TUIJUH-05 Anexo 9.5.1.5 - TUIJUH-06 Anexo 9.5.1.5 - TUIJUH-09 Anexo 9.5.1.5 - TUIJUH-12	Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.6. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da demora para a preparação da SE Samuil para o início reconexão Ffrente da Área Samuil, bem como das substituições Porto Velho, Aríquemes, e Paratiá e Iara, bem como a evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.	Provedência excluída mediante os esclarecimentos do agente.	A Eletrosbras Eletromote informa que após avaliação do evento (EAGE e gravações de vídeo), não identificou qualquer demora na preparação das substituições mencionadas. Ffrente à usina, o agente verificou que os procedimentos de rede, com o objetivo de atender às cargas com separação.	Anexo 9.5.1.6 - Evidência preparação SE's Anexo 9.5.1.6 - Evidência preparação de substituições Anexo 9.5.1.6 - Alarms SUIJUH-04 Anexo 9.5.1.6 - Eventos SUIJUH-04	Não Acetia	As OMS/36 e ODG da Eletromote liga para o COSAR-NCDO solicitando autorização para iniciar a geração da UHE Samuil, mas a SE Samuil não estava preparada para receber tensão, o COSAR-NCDO solicita às OMS/36 ao COSAR para preparar a SE Samuil. As OMS/36 e COSAR-NCDO solicita ao COSAR da Eletromote a priorizar a preparação da SE Samuil. As OMS/36 e SE Samuil estavam preparadas, o COSAR-NCDO autoriza o COSAR da Eletromote a sincronizar uma UCI na UHE Samuil. As informações prestadas serão incluídas como uma providência tomada pelo agente, conforme redação a seguir: "O agente Eletrosbras Eletromote apresentou os seguintes esclarecimentos sobre a causa do desligamento automático da barra de 138 kV da SE Rurópolis às 12h45: "A Eletrosbras Eletromote informa que o desligamento da barra 138 kV da SE Rurópolis foi provocado pelos desligamentos dos Autotransformadores D1, D2 e D3 da referida subestação, decorrentes das proteções de sobrecorrente com restrição de tensão (5TV) dos seus lados de 138 kV. No momento dos desligamentos, a tensão na barra de 138 kV estava muito baixa (abaixo do ajuste de 0,7 pu de tensão da função 5TV, cujo controle de tensão estava ainda a responsabilidade da Eletrosbras Eletromote. O ONS observou pelo sistema de supervisão (BSEER) que houveram ações de controle de tensão alterando do TAP 16 para o TAP 13 na transformação de 230/138 kV da SE Rurópolis, minutos antes da ocorrência, elevando a tensão de 122 kV (vs 120kV) para 128 kV (vs 124kV), não sendo suficientes para evitar o desligamento da transformação. As informações prestadas serão incluídas como uma providência tomada pelo agente, conforme redação a seguir: "O agente Eletrosbras Eletromote apresentou os seguintes esclarecimentos e providências tomadas do porquê não conseguiu monitorar o TAPs dos transformadores 230/138 kV da SE Rurópolis para evitar o desligamento da barra 138 kV telecontrolado: "O agente Eletrosbras Eletromote informa que foi identificado que a chave local (centro de ODG estava na posição "local", não permitindo a partida do ODG e, portanto, impedindo no sistema de alimentação dos comandos de TAPs. A chave já se encontra devidamente na posição remota. Para evitar reincidência do ocorrido, foi enviada notificação pela gerência de operação de tempo real da Eletrosbras Eletromote à equipe de assistência local da instalação SE Porto Velho, reforçando que, durante inspeção de 1ª mão, é obrigatória a confirmação do operador de que a chave encontra-se na posição remota. Como melhoria adicional, foi inserido na planilha de inspeção do ODG, um item para verificação dessa condição pelo operador."
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	370	9.5.1.7. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS os casos do desligamento automático da barra de 138 kV da SE Rurópolis às 12h45.	Provedência não pertencente.	A Eletrosbras Eletromote informa que o desligamento da barra 138 kV da SE Rurópolis foi provocado pelos desligamentos dos Autotransformadores D1, D2 e D3 da referida subestação, decorrentes das proteções de sobrecorrente com restrição de tensão (5TV) dos seus lados de 138 kV. No momento dos desligamentos, a tensão na barra de 138 kV estava muito baixa (abaixo do ajuste de 0,7 pu de tensão da função 5TV, cujo controle de tensão estava ainda a responsabilidade da Eletrosbras Eletromote.		Acetia Parcialmente	"A Eletrosbras Eletromote informa que o desligamento da barra 138 kV da SE Rurópolis foi provocado pelos desligamentos dos Autotransformadores D1, D2 e D3 da referida subestação, decorrentes das proteções de sobrecorrente com restrição de tensão (5TV) dos seus lados de 138 kV. No momento dos desligamentos, a tensão na barra de 138 kV estava muito baixa (abaixo do ajuste de 0,7 pu de tensão da função 5TV)." O ONS observou pelo sistema de supervisão (BSEER) que houveram ações de controle de tensão alterando do TAP 16 para o TAP 13 na transformação de 230/138 kV da SE Rurópolis, minutos antes da ocorrência, elevando a tensão de 122 kV (vs 120kV) para 128 kV (vs 124kV), não sendo suficientes para evitar o desligamento da transformação. As informações prestadas serão incluídas como uma providência tomada pelo agente, conforme redação a seguir: "O agente Eletrosbras Eletromote apresentou os seguintes esclarecimentos e providências tomadas do porquê não conseguiu monitorar o TAPs dos transformadores 230/138 kV da SE Rurópolis para evitar o desligamento da barra 138 kV telecontrolado: "O agente Eletrosbras Eletromote informa que foi identificado que a chave local (centro de ODG estava na posição "local", não permitindo a partida do ODG e, portanto, impedindo no sistema de alimentação dos comandos de TAPs. A chave já se encontra devidamente na posição remota. Para evitar reincidência do ocorrido, foi enviada notificação pela gerência de operação de tempo real da Eletrosbras Eletromote à equipe de assistência local da instalação SE Porto Velho, reforçando que, durante inspeção de 1ª mão, é obrigatória a confirmação do operador de que a chave encontra-se na posição remota. Como melhoria adicional, foi inserido na planilha de inspeção do ODG, um item para verificação dessa condição pelo operador."
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.9. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS por que não conseguiu monitorar os TAPs dos transformadores 230/138 kV da subestação Porto Velho via telecontrole, bem como as evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.	Provedência não pertencente.	A Eletrosbras Eletromote informa que foi identificado que a chave local (centro de ODG estava na posição "local", não permitindo a partida do ODG e, portanto, impedindo no sistema de alimentação dos comandos de TAPs. A chave já se encontra devidamente na posição remota. Para evitar reincidência do ocorrido, foi enviada notificação pela gerência de operação de tempo real da Eletrosbras Eletromote à equipe de assistência local da instalação SE Porto Velho, reforçando que, durante inspeção de 1ª mão, é obrigatória a confirmação do operador de que a chave encontra-se na posição remota. Como melhoria adicional, foi inserido na planilha de inspeção do ODG, um item para verificação dessa condição pelo operador."	Anexo 9.5.1.8 - Reparação da equipe Anexo 9.5.1.8 - Nova Planilha de Inspeção	Acetia	
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.9. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da necessidade de coordenação do ONS para realização das manobras que devam ser coordenadas diretamente entre o Centro de Operação da Gerção Hidráulica – COGH (Eletromote) e o COG &T durante a reconexão da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência excluída mediante os esclarecimentos do agente.	Os procedimentos de rede não estabelecem obrigatoriedade de coordenação entre o Centro de Operação da Gerção Hidráulica – COGH (Eletrosbras Eletromote) e o COG &T. No evento em questão, após análise das gravações, ficou evidenciado que o ONS definiu que a reconexão da Área Tucuruí Pará a partir de Tucuruí seria coordenada pelo COSAR-NCDO, sendo uma decisão adotada pelo próprio ONS no processo de reconexão.	Anexo 9.5.1.9 - Gravação de Voz	Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.10. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da necessidade de coordenação do ONS para realização das manobras que devam ser coordenadas diretamente entre o Centro de Operação da Gerção Hidráulica – COGH (Eletromote) e o COG &T durante a reconexão da Área Samuil, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência não pertencente.	Segundo o entendimento da providência anterior (Item 9.5.1.9), a Eletrosbras Eletromote após análise das gravações, verificou que o ONS não definiu classe para o COGH, que a Área Samuil teria uma reconexão fluente. Além disso, durante as conversas do ONS com o COGH, em vários momentos o ONS solicitou informações da UHE Samuil e, na prática, caracterizou-se como um "mistio entre fluente e coordenado", conforme citado no próprio RAP ONS 15/2023. A Eletrosbras Eletromote entende que a reconexão fluente executada pelo ODG ET não houve falha humana.	Anexo 9.5.1.10 - Interferências verificadas Reconexão Ffrente Área Samuil	Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.11. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para fechamento do disjuntor 06 de SE Imperatriz referente a LT 500 kV Marabá / Imperatriz C2, identificado durante a reconexão da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, a dificuldade para fechamento do disjuntor nº 06 de SE Vila do Conde (VCTG-06), tratou-se de uma dificuldade momentânea no telecontrole do disjuntor, sem apresentar qualquer característica de anomalia. Além disso, em seguida, após a normalização do TF-7, o referido disjuntor acionou o telecontrole normalmente. Após o evento, foi realizada inspeção no disjuntor nº 06, não identificando qualquer anomalia.	Provedência não pertencente.		Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.12. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para fechamento do disjuntor 06 de SE Imperatriz referente a LT 500 kV Marabá / Imperatriz C2, identificado durante a reconexão da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, a dificuldade para fechamento do disjuntor nº 06 de SE Vila do Conde (VCTG-06), tratou-se de uma dificuldade momentânea no telecontrole do disjuntor, sem apresentar qualquer característica de anomalia. Além disso, em seguida, após a normalização do TF-7, o referido disjuntor acionou o telecontrole normalmente. Após o evento, foi realizada inspeção no disjuntor nº 06, não identificando qualquer anomalia.	A Eletrosbras Eletromote informa que tratou-se de uma falha momentânea no telecontrole do disjuntor nº 10 de TF-2 230/69 kV de SE Vila do Conde (VCTG-08), sem apresentar qualquer característica de anomalia. Além disso, em seguida, após a normalização do TF-7, o referido disjuntor acionou o telecontrole normalmente. Após o evento, foi realizada inspeção no disjuntor nº 10, não identificando qualquer anomalia. Importante destacar que trata-se do TF-8 e não do TF-7 (conforme descrito no RAP).	Anexo 9.5.1.11 - Evidência telecontrole	Acetia	Alterada para providência tomada e ajustado o n°10 do transformador nº 10 de TF-2 230/69 kV de SE Vila do Conde (VCTG-08).
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	371	9.5.1.13. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para fechamento do disjuntor 06 de SE Imperatriz referente a LT 500 kV Marabá / Imperatriz C2, identificado durante a reconexão da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, o motivo da dificuldade para fechamento do disjuntor 06 na SE Imperatriz referente a LT500 kV Marabá / Imperatriz C2, foi um problema relacionado ao disjuntor (D207-08), motivado por disparidade de polos. No mesmo dia, foram realizadas ações corretivas e preventivas, conforme o SGI nº 44.355.23.	Provedência não pertencente.		Não Acetia	Provedência mantida conforme conversa com o QUINTO e incluída todo da rotina.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	372	9.5.1.14. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para ligar LT 230 kV Carajás / Serra Norte C1, identificada durante a reconexão da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência excluída e incluída providência para o agente Vale.	A Eletrosbras Eletromote informa que foi identificado um problema relacionado ao disjuntor (D207-08), motivado por disparidade de polos. As ações de correção e preventivas (para evitar reincidência) foram realizadas no mesmo dia, mediante SGI 44.355.23-01.	Anexo 9.5.1.14 - Unifur TF 26501	Acetia	Excluída a providência para a Eletromote e incluída providência para Vale
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	372	9.5.1.15. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo do desligamento da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, além da desenergização do barramento de 500 kV de SE Presidente Dutra e de SE Santo Antônio dos Lopes às 09h15, durante o processo de reconexão fluente, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência excluída e incluída providência para o agente Horizon Transmissão MA1.	Provedência não pertencente. As 23h15, na tentativa de energização da LT 230 kV Carajás-Serra Norte C1, este desligou pela atuação do "relé de discriminação de polos" na SE Serra Norte, sendo que este deve a propriedade do Agente Vale, conforme unifur DU 26501. Motivo da falha é de responsabilidade de outro agente: Vale.	Anexo 9.5.1.15 - Evidências da reconexão	Acetia	Excluída a providência para a Eletromote e incluída providência para Horizon Transmissão MA1.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	372	9.5.1.16. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo do desligamento da LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes, da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, além da desenergização do barramento de 500 kV de SE Miranda II e de SE Santo Antônio dos Lopes às 10h03 e às 10h10, durante o processo de reconexão fluente, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência excluída mediante os esclarecimentos do agente.	A Eletrosbras Eletromote entende que essa energização deveria ter sido realizada de forma coordenada e não fluente, conforme Procedimento de Rede - Módulo 5 - Operação do Sistema, Reconexão da Rede de Operação Submódulo 5.8, "Tipo Reconexão" - Item 3.4 (6). Os desligamentos da LT 500 kV Miranda I / Santo Antônio dos Lopes, da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, além da desenergização dos barramentos de 500 kV de SE Miranda I e de SE Santo Antônio dos Lopes às 10h03 e às 10h10, foram provocados pelas atuações das proteções contra sobretensão das referidas LT, as qual foi gerada pela falta de preparação do motor de barras de 500 kV. Isso porque estes eventos ocorreram durante a energização do trecho Miranda/Bacabaína/São Luís, de forma não coordenada pelo ONS. Embar a Eletrosbras Eletromote tenha informado ao ONS quanto aos problemas de reconexão fluente conforme mesmo procedimento de rede item 3.4 (c), o ONS permaneceu com a decisão de manter a reconexão fluente.		Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	372	9.5.1.17. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo do não ter preparado totalmente a SE Presidente Dutra, durante o processo de reconexão fluente, quando foi ligado o primeiro TF-1 500/230 kV e transformadores (230/69 kV) não estavam fechados, conforme item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24), bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, verificou que a preparação do setor de 500 kV da SE Presidente Dutra foi adequada, contudo nos setores de 230 kV e 69 kV, os disjuntores de baixa dos autotransformadores (500/230 kV) e transformadores (230/69 kV) não estavam fechados, conforme item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Provedência não pertencente. Foi verificado que a preparação do setor 500kV da subestação foi adequada, contudo nos setores de 230 kV e 69 kV, os disjuntores de baixa dos autotransformadores (500/230 kV) e transformadores (230/69 kV) não estavam fechados, conforme item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Prazo Agente: 30/11/2023	Acetia	Ajustado o texto para incluir as informações do agente e ações que serão tomadas. Alterado o prazo para atendimento da providência.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	373	9.5.1.18. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo de não ter preparado totalmente a SE Presidente Dutra, durante o processo de reconexão fluente, quando foi ligado o primeiro TF-1 500/230 kV e transformadores (230/69 kV) não estavam fechados, conforme item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24), bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 500/230 kV da SE Presidente Dutra para energização, o disjuntor de baixa (89 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24), estabelece que a normalização do transformador de forma simultânea com a barra de 230 kV (disjuntor fechado). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 500/230 kV para energização, o disjuntor de baixa (89 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 24), estabelece que a normalização do transformador de forma simultânea com a barra de 230 kV (disjuntor fechado). Contudo, será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Prazo Agente: 30/11/2023	Acetia	Ajustado o texto para incluir as informações do agente e ações que serão tomadas. Alterado o prazo para atendimento da providência.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	373	9.5.1.19. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo de não ter preparado totalmente a SE Petrópolis, durante o processo de reconexão fluente, quando foi ligado o primeiro TF-1 230/69 kV Petrópolis C1, conforme item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 18), bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	O agente ELETRONORTE informou que, foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 230/69 kV da SE Petrópolis para energização, o disjuntor de baixa (89 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 18), estabelece que a normalização do transformador deve ser realizada de forma simultânea com a barra de 69 kV (disjuntor fechado). Contudo, será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 230/69 kV para energização, o disjuntor de baixa (89 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 do O-CE-NE-PO (evento 18), estabelece que a normalização do transformador deve ser realizada de forma simultânea com a barra de 69 kV (disjuntor fechado). Contudo, será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.	Prazo Agente: 30/11/2023	Acetia	Ajustado o texto para incluir as informações do agente e ações que serão tomadas. Alterado o prazo para atendimento da providência.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	373	9.5.1.20. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS a causa do desligamento da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C2 da LT 500 kV Miranda / Presidente Dutra C2 às 12h57, durante o processo de reconexão fluente, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência excluída mediante os esclarecimentos do agente.	Os desligamentos da LT 500 kV Imperatriz Presidente Dutra C2 e da LT 500 kV Miranda II Presidente Dutra C2 às 12h57, foram provocados pelas atuações das proteções contra sobretensão (proteção sobretensão). Destacamos que durante a energização coordenada pelo ONS da LT 500 kV Imperatriz Presidente Dutra C2, em sentido inverso, pelo terminal de Imperatriz, houve sobretensão, delimitando as linhas citadas, devido à tensão de pré-energização (336 kV) estar acima do limite definido (320 kV) pela O-PA-A-UN. Importante destacar que, conforme O-AR-NE-ESTB (Reconexão de Área de Energia) - Item 5.1 (subitem 3), a sobretensão desses dois circuitos faz parte do processo coordenado pelo ONS, isto é, a fase de reconexão fluente já havia sido encerrada. Ocorreu problema em uma das fontes de alimentação da Central Eletrológica localizada na sala de telecomunicações da SE Leça. O Módulo foi substituído, tentado o retorno em funcionamento. No intuito de evitar reincidência, a Eletrosbras Eletromote fez instalação de um sistema de alimentação em extraCC (receptor e banco) independente para a sala de telecomunicações da SE Leça.	Anexo 9.5.1.20 - Evidências Sobretensão	Acetia	Provedência excluída.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	373	9.5.1.21. O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da falha no canal de comunicação entre COG7 Manaus e o COSAR-NCDO entre 09h30 e 10h18, bem como encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.	Provedência não pertencente.	Ocorreu problema em uma das fontes de alimentação da Central Eletrológica localizada na sala de telecomunicações da SE Leça. O Módulo foi substituído, tentado o retorno em funcionamento. No intuito de evitar reincidência, a Eletrosbras Eletromote fez instalação de um sistema de alimentação em extraCC (receptor e banco) independente para a sala de telecomunicações da SE Leça.	Anexo 9.5.1.21 - CARTA ONS - 0712-DPL-2019	Acetia	O agente identificou a causa do problema e apresentou a devida solução. Considerando que a providência será concluída antes do prazo 04 meses não haverá necessidade de envio de cronograma.
ELETRONORTE	9.5.1. A ELETRONORTE	373	9.5.1.22. Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de auto-restabelecimento (Black-start) da UTE Maad II	Provedência não pertencente.	A Eletrosbras Eletromote encaminha uma CARTA ONS - 0712-DPL-2019 - Dispensa de Black-start na UTE Maad II. Portanto, a providência do atual RAP já foi analisada e houve a dispensa pelo ONS da necessidade de instalação de blackstart, uma vez que não há dependência crítica de auto-restabelecimento.	Anexo 9.5.1.22 - CARTA ONS - 0712-DPL-2019	Não Acetia	Será necessário apresentar estudo de viabilidade e cronograma de implantação.

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
CHESF	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	161	Às 08h31min07s2123ms houve o desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Itrec, cuja causa foi informada pelo agente Chesf por baixo fluxo de óleo.	Às 08h31min07s2123ms houve o desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Itrec, cuja causa foi atuação correta da proteção de sobretensão/Inversão de fase (subtensão).	Não houve desligamento do Compensador Síncrono 01K1 da SE Itrec por baixo fluxo de óleo. A causa do desligamento do CS 01K1 foi atuação correta da proteção "47-Subtensão/Inversão de fase (subtensão)" devido ao desligamento gerado da subestação na Perturbação de 15.08.2023 envolvendo o SM e por consequência desligamento do transformador 04T7 que alimenta o Compensador Síncrono 01K1.		Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação.
CHESF	4.1. Sequência de Desligamentos Automáticos	188	Instante T246-T0=30.177ms Instalação SE Itrec LT ou Equipamento: Compensador Síncrono 01K1 Proteção Atuada Observações: Baixo Fluxo Óleo	Instante T246-T0=30.177ms Instalação SE Itrec LT ou Equipamento: Compensador Síncrono 01K1 Proteção Atuada Observações: subtensão/Inversão de fase (subtensão)	Não houve desligamento do Compensador Síncrono 01K1 da SE Itrec por baixo fluxo de óleo. A causa do desligamento do CS 01K1 foi atuação correta da proteção "47-Subtensão/Inversão de fase (subtensão)" devido ao desligamento gerado da subestação na Perturbação de 15.08.2023 envolvendo o SM e por consequência desligamento do transformador 04T7 que alimenta o Compensador Síncrono 01K1.		Aceita	Aceitada a função de proteção atuada na sequência de desligamentos
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	Foi incorreto a atuação da proteção de distância em Zona 1 da LT500 KV Paulo Afonso IV - Aringim II. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 atuada da LT 500 KV Paulo Afonso IV - Aringim II pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.11.Foi incorreta a atuação da proteção de distância em zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Messias. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Messias pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.12.Foi incorreta a atuação da proteção de distância em zona 1 do terminal de Luz Gonzaga da LT 500 KV Luz Gonzaga - Jazareim II. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Luz Gonzaga da LT 500 KV Xingó - Messias pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.15.Não foi possível avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Alagoinhas II da LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8 por falta de dados de oscilografia.	Foi correta a atuação da proteção pela função weak infed no terminal de Alagoinhas II da LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8. Durante oscilação do sistema houve período de Zona 2 no terminal de Círculo Dantão com envio de permissivo para Alagoinhas II. Quando houve o restabelecimento da tensão no terminal de Alagoinhas II a tensão estava em nível ocorrendo assim a trip.	Na proposta de alteração está informado o desempenho da proteção e os arquivos anexos.	DOC-08-ADD LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8-20230815_2.png DOC-09-Arquivos SPERT-ALD - LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8-20230815.png DOC-10-COES LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8-20230815.png DOC-11-Recorde SPERT-CD - LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8-20230815.png	Aceita Parcialmente	O item 5.1.15 se refere ao primeiro desligamento da LT 230 KV Alagoinhas II - Círculo Dantão L8. A proposta encaminhada refere-se ao segundo desligamento da linha citada, apresentado no item 5.1.85, a informação está inserida no descritivo da perturbação.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.13.Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Paulo Afonso IV (V6). Esta atuação deverá ser avaliada.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Paulo Afonso IV (V6) pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação. Adicionalmente, o ONS informa que não foram recebidos os registros oscilográficos de SE Itrec.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.18. Não foi possível avaliar o desempenho da função protetiva de falha do tritor de segundo grau que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossão II.	Foi correta a atuação da proteção por sobrecorrente dos tritoros que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossão II. A corrente atingiu valor ajustado para a atuação instantânea da proteção.	Na proposta de alteração está informado o desempenho da proteção.	DOC-13-Correntes nos Tritoros - CE 0102 - SE MSO.jpg	Aceita	Inserido texto na descrição, alterada a análise de desempenho e retrada a provéncia
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.14.Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Sobradinho II da 500 KV Sobradinho - Jazareim II. Esta atuação deverá ser avaliada.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Sobradinho II da 500 KV Sobradinho - Jazareim II pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	Para que fosse alterado o texto conforme sugerido encaminhado pelo agente, seria necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem atuação.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.17.Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Jardim (V5). Esta atuação deverá ser avaliada.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 KV Xingó - Jardim (V5) pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do manual do fabricante e artigo sobre o tema e os próprios documentos anexos. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-02-Recorde_Do_Manual_SEI_421 DOC-03-Manual_SEI_421-4-5_M_20140312 DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions	Não Aceita	A análise de desempenho deverá ser efetuada no SGF, onde poderá ser inserida a curva característica real para justificar sua atuação, caso necessário. O ONS informa que as análises apresentadas no relatório foram efetuadas com ajustes padronizados das funções de distância, o que não invalida as conclusões obtidas, uma vez que não dispôs dos ajustes implementados em campo.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	191	5.1.85.Foi incorreta a atuação da proteção de distância da LT 230 KV Bom Jesus da Lapinha - Tabocas do Brejo Velho.	Não foi possível classificar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Tabocas do Brejo Velho da LT 230 KV Bom Jesus da Lapinha - Tabocas do Brejo Velho pois durante sua operação havia condições sistêmicas adversas. Esta atuação deverá ser avaliada.	A oscilação de potência e a variação de frequência interferem nos algoritmos de frequência e de distância especificados pelo fabricante. Ver recorde do registro e artigo sobre o tema, o próprio documento anexos e o recorde do qualificação do momento do desarme. A Eletrebra Chesf necessitará esclarecer com o fabricante o comportamento do relé de proteção para concluir a análise de desempenho.	DOC-04-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-05-Recorde_Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-06-Impact of Frequency Deviations on Protection Functions DOC-07-Qualimetro-0491-TBV	Não Aceita	Não foram fornecidas oscilografias de Tabocas do Brejo Velho. Desta modo, a análise de desempenho deverá ser efetuada no SGF, onde poderá ser inserida a curva característica real para justificar sua atuação, caso necessário.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	192	5.1.19.Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão da seguinte linha: LT 500 KV Paulo Afonso IV - Aremação (S5). LT 500 KV Orlândia - Aremação (L1). LT 500 KV Orlândia - Luz Gonzaga (C1) (S4). LT 500 KV Orlândia - Camapari LT 500 KV Orlândia - Camapari II (L4).	Foi correta a atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Orlândia da LT 500 KV Orlândia - Aremação (S5), com envio de sinal para abertura em Aremação. Ajuste 388KV. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Orlândia da LT 500 KV Orlândia - Luz Gonzaga (C1) (S4), com envio de sinal para abertura em Luz Gonzaga. Ajuste 388KV. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Orlândia da LT 500 KV Orlândia - Camapari II (L4), com envio de sinal para abertura em Camapari II. Ajuste 388KV. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Orlândia da LT 500 KV Orlândia - Camapari II (L4), com envio de sinal para abertura em Camapari II. Ajuste 388KV.	Na proposta de alteração está informado o desempenho da proteção.		Não Aceita	For acrescentada a informação da proteção atuada no texto da descrição, porém para que estas atuações sejam consideradas corretas é necessário que sejam justificadas as atuações pelo comparecimento por oscilografia ou evento com os valores de sobretensão que atuaram as proteções.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	192	5.1.20. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Furi da LT 500 KV Furi - Sto. Antonio de Jesus (S2). Esta atuação deverá ser avaliada.	Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Sto. Antonio de Jesus da LT 230 KV Furi - Sto. Antonio de Jesus (S2) e por recepção de TDO no terminal de Furi, devido a oscilação do sistema.	A proteção de distância atuada no terminal de Santo Antônio de Jesus atingiu a característica de zona 1 conforme informado no item descrição da perturbação.	DOC-14-Diagrama de Impedância - 01A1 - CMD.jpg DOC-15-Diagrama de Impedância - 01A2 - CMD.jpg	Não Aceita	A atuação não foi considerada correta pois deverá ser avaliada os ajustes das características quadráticas, que estão muito abrangentes.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	192	5.1.21. Não foi possível avaliar o desligamento automático do Compensador Estático de Camapari I por falta de dados.	Foi correta a atuação da proteção de Zona 2 de Sincronismo, que causou o desligamento automático dos Compensadores Síncronos 01K1 e 01K2 de Camapari II.	Na proposta de alteração está informado o desempenho da proteção.		Não Aceita	Para que seja considerada correta, sua atuação deverá ser justificada, com indicação de centro elétrico interno ou no conexão do CL. Não é esperado que atue a proteção de perda de sincronismo deste equipamento para centro elétrico no sistema.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	193	5.1.36. Foi incorreta a atuação do religamento automático da LT 500 KV Quaiá - Fortaleza, causada por erro de lógica, uma vez que a função de proteção atuada não deveria partir religamento. Também foi incorreto o segundo religamento desta linha através do disjuntor central, cuja lógica não foi revisada.	Foi incorreta a atuação do religamento automático da LT 500 KV Quaiá - Fortaleza, causada por erro de lógica, uma vez que a função de proteção atuada não deveria partir religamento. Também foi incorreto o fechamento do disjuntor central, energizando a linha, cuja lógica não foi revisada. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão dos equipamentos citados a seguir, por falta de dados. São os seguintes equipamentos: LT 500 KV Jazareim II - Presidente Juscelino CI, LT 500 KV Bom Jesus da Lapinha - Jazareim II, LT 500KV Arinos II - Prapira II CI, LT 500KV Jazareim II - P. Juscelino CI, LT 500KV Curitiba - Quatzenau II CI, LT 500KV Barreiras II - Rio das Equas CI, LT 500 KV Igarapé III - Jazareim II C2 (T7), LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05A), LT 500KV Jazareim II - João Câmara III CI, LT 500 KV Itrec - Projeto Cadeval (Banco) B2, LT 500 KV Gerês do Ouri II - Ouratânia II CI, LT 500 KV Curitiba - Gerês Ouri CI, LT 500 KV Aquil - Quaiá CI, LT 500KV Morro do Chapão II - Ouratânia II CI, LT 500 KV Acaraú III - Pecém II 59T, LT 500 KV Aquil - Quaiá CI, LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III C2 (05A).	A partida do religamento foi única, com comandos sequenciais de fechamento dos disjuntores 15V5 e 15V6 no terminal de Quaiá.		Aceita	Complementação de texto realizada.
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	194	5.1.37.Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão dos equipamentos citados a seguir, por falta de dados. São os seguintes equipamentos: LT 500 KV Jazareim II - Presidente Juscelino CI, LT 500 KV Bom Jesus da Lapinha - Jazareim II, LT 500KV Arinos II - Prapira II CI, LT 500KV Jazareim II - P. Juscelino CI, LT 500KV Curitiba - Quatzenau II CI, LT 500KV Barreiras II - Rio das Equas CI, LT 500 KV Igarapé III - Jazareim II C2 (T7), LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05A), LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05A), LT 500KV Jazareim II - João Câmara III CI, LT 500 KV Itrec - Projeto Cadeval (Banco) B2, LT 500 KV Gerês do Ouri II - Ouratânia II CI, LT 500 KV Curitiba - Gerês Ouri CI, LT 500 KV Aquil - Quaiá CI, LT 500KV Morro do Chapão II - Ouratânia II CI, LT 500 KV Acaraú III - Pecém II 59T, LT 500 KV Aquil - Quaiá CI, LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III C2 (05A). 5.1.38. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada associada ao Banco de Capacitores de 230 KV (04H1) - São José II, LT 500KV Arinos II - Prapira II CI, LT 500KV Jazareim II - P. Juscelino CI, LT 500KV Curitiba - Quatzenau II CI, Banco de Capacitores de 230 KV (04H1) - SE Recife II, LT 500KV Barreiras II - Rio das Equas CI, LT 500 KV Igarapé III - Jazareim II C2 (T7), LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05A), LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05A), LT 500KV Jazareim II - João Câmara III CI, T8, LT 300KV V. Teófilo - SE Recife II, Ajuste 144KV por 2s. 5.1.39. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Ceará Mirim II da LT 500 KV Ceará Mirim II - João Câmara III CI (05L1), com envio de sinal para abertura em João Câmara II. Ajuste 1.72s por 4,5s. 5.1.40. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada associada a barra de 08KV da SE Curitiba Novos II desligando o terminal de Curitiba Novos II da LT 138 KV Curitiba Novos II - Santana dos Matos (03C1). Ajuste 160KV por 4,5s. 5.1.41. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada associada a barra de 138KV da SE Curitiba Novos II desligando o terminal de Curitiba Novos II da LT 138 KV Curitiba Novos II - Santa Cruz II (03M2). Ajuste 160KV por 4,5s. 5.1.42. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Recife II da LT 500 KV Recife II - Suape II (05J7), com envio de sinal para abertura em Suape II. Ajuste 346,54V por 4,5s. 5.1.43. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada para chamamento de reativo associada a barra de 08KV da SE Teresina desligando o Reator 230 KV (04E1). Ajuste 75kV por 4s. 5.1.44. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Banabuiá da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C6) e por recepção de TDO no terminal de Aquara II, devido a oscilação do sistema. 5.1.45. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C6), com envio de sinal para abertura em Banabuiá. 5.1.46. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C7), com envio de sinal para abertura em Banabuiá. 5.1.47. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C8) e por recepção de TDO no terminal de Banabuiá, devido a oscilação do sistema. 5.1.48. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C8), com envio de sinal para abertura em Banabuiá.	Na proposta de alteração estão informados os desempenhos das proteções associadas às FUs do Chesf com exceção de LT 138 KV Itrec - Projeto Cadeval (Banco) B2.		Não Aceita	Para que sejam considerados corretas as atuações deverão ser justificadas com oscilografia ou eventos do momento da atuação.	
CHESF	5.1. Proteção e Esquemas de Refrigeração	197	5.1.76. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de distância e de sobretensões da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C6, 04C7 e 04C8 durante os seus desligamentos por falta dos ajustes das proteções citadas.	Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C6) e por recepção de TDO no terminal de Aquara II, devido a oscilação do sistema. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C7), com envio de sinal para abertura em Banabuiá. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C8) e por recepção de TDO no terminal de Banabuiá, devido a oscilação do sistema. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão temporizada no terminal de Aquara II da LT 230 KV Banabuiá - Aquara II (04C8), com envio de sinal para abertura em Banabuiá.	Desempenhos informados na proposta de alteração e anexos.	DOC-22-Impedancia 04C6-8NB.png DOC-23-Impedancia 04C7-8NB.png DOC-24-Impedancia 04C8-402.png	Aceita Parcialmente	Foram inseridas as informações, mas com relação às atuações de sobretensão, para que sejam consideradas corretas deverão ser justificadas com oscilografia ou eventos do momento da atuação.

Parecer de ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa de alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
CHESF	5.7.2.3.Recomposição da Área Sul	284	As 10M49, é relevante destacar que ocorreu a energização do trecho de 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Pauil - Sobradinho durante o processo de recomposição da Área Oeste, incorporado, dessa forma, à Ilha elétrica do Nordeste ao SIN.	As 10M49, é relevante destacar que ocorreu a energização do trecho de 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Pauil - Sobradinho durante o processo de recomposição da Área Oeste, incorporado, dessa forma, à Ilha elétrica do Nordeste ao SIN. Importante ressaltar que o fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, realizado pelo eixo São João do Pauil - Sobradinho não está normalizado, conforme IO-RR-NE. Recomposição da Interligação Norte / Nordeste.	O fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, conforme IO-RR-NE. Recomposição da Interligação Norte / Nordeste, item 5, deve ser realizado pela LT500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança, ou SE Presidente Dutra ou via SE Boa Esperança, estando a LT500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança impedida, o fechamento do paralelo entre as regiões Norte e Nordeste deverá ser efetuado pela LT 500 kV Presidente Dutra / Tereziña / ou pela LT 500 kV Colinas / Ribeiro Gonçalves.		Não Acita	É importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu Item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNS: "OBS: ONS supervisionar as ações de recomposição das áreas de automontabecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COS".
CHESF	5.7.2.3.Recomposição da Área Sul	284	As 10M38, a Chief informou ao COSR-NE que durante a recomposição Fluenta da SE Camacari IV, não estava atendida a condição do nível de tensão da IEL da instrução de operação, o ONS solicitou aguardar, sendo autorizada, às 10M43, seguir com a recomposição Fluenta da SE Camacari IV, apesar do atual nível de tensão não atender a condição da instrução de operação. Ressalta-se que a autorização da energização do TR 500 / 230 kV Camacari IV, está em desacordo com a IO de Recomposição da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-RR-NE-PAQ.	As 10M38, a Chief informou ao COSR-NE que durante a recomposição Fluenta da SE Camacari IV, não estava atendida a condição do nível de tensão da IEL da instrução de operação, o ONS solicitou aguardar, sendo autorizada, às 10M43, seguir com a recomposição Fluenta da SE Camacari IV, apesar do atual nível de tensão não atender a condição da instrução de operação. Ressalta-se que a autorização da energização do TR 500 / 230 kV Camacari IV, está em desacordo com a IO de Recomposição da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-RR-NE-PAQ.	Energização do TR 500 / 230 kV da SE Camacari IV em desacordo com a IO de Recomposição da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-RR-NE-PAQ, item 3.4.3.1, par. 1.3.		Não Acita	É importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu Item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNS: "OBS: ONS supervisionar as ações de recomposição das áreas de automontabecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COS".
CHESF	5.7.2.4.Recomposição da Área Itapeti	286	As 09M24, foi sincronizada a UG61 da UHE Itapeti, sem que houvesse a devida preparação da SE Itapeti, com isso, energizando SE 230 kV Itapeti, e energizando de forma expressa as cargas das subestações Eunópolis e Itabuna III, totalizando 120 MW, resultando em uma configuração divergente ao processo estabelecido no IO-RR-NE-ITTP para recomposição Fluenta. Vale destacar que consta na instrução de operação IO-DL-NE-ITTP, Item 5.2.2, par. 2, na condição de limites associados que é necessário contato prévio com o agente Chief antes de partir e sincronizar a primeira unidade geradora, enviando tensão para a SE Itapeti. Ressalta-se que o sincronismo da unidade geradora na UHE Itapeti sem a preparação da SE 230 kV Itapeti proporcionou que o equipamento citados abaixo fossem ligados juntamente com os respectivos cargas associadas às subestações, exceto consumidores variáveis e Alcoa Nobel: ...	As 09M24, foi sincronizada indevidamente a UG61 da UHE Itapeti, com a SE Itapeti em processo de preparação, com isso, energizando SE 230 kV Itapeti, e energizando de forma expressa as cargas das subestações Eunópolis e Itabuna III, totalizando 120 MW, resultando em uma configuração divergente ao processo estabelecido no IO-RR-NE-ITTP para recomposição Fluenta. Vale destacar que consta na instrução de operação IO-DL-NE-ITTP, Item 5.2.2, par. 2, na condição de limites associados que é necessário contato prévio com o agente Chief antes de partir e sincronizar a primeira unidade geradora, enviando tensão para a SE Itapeti. Ressalta-se que o sincronismo da unidade geradora na UHE Itapeti sem a preparação da SE 230 kV Itapeti em andamento proporcionou que os equipamentos citados abaixo fossem ligados juntamente com os respectivos cargas associadas às subestações, exceto consumidores variáveis e Alcoa Nobel: ...	As 09M24, o COSR foi surpreendido com a energização das SE Itapeti, Eunópolis e Itabuna III através do blackstart da UHE Itapeti, antes de finalizar a configuração final de preparação para recomposição Fluenta.		Acita Parcialmente	Foram acatadas algumas das sugestões de mudança de nível de tensão, devido a outros providências, a questão da sincronização indevida não foi acatada.
CHESF	5.7.2.5.Recomposição da Área Subesta	289	Dessa forma, a configuração resultante da Área Subesta após a perturbação possibilitou a recomposição tanto através da Usina quanto do SIN individualmente. No entanto, isso levou a um cenário cujas condições de manobra não estavam, em sua totalidade, previstas em instruções de operação. Importante ressaltar que as manobras autorizadas são o devido instrumento operacional do de responsabilidade do ONS.	Dessa forma, a configuração resultante da Área Subesta após a perturbação possibilitou a recomposição tanto através da Usina quanto do SIN individualmente. No entanto, isso levou a um cenário cujas condições de manobra não estavam, em sua totalidade, previstas em instruções de operação. Importante ressaltar que as manobras autorizadas são o devido instrumento operacional do de responsabilidade do ONS.	Importante registrar que a responsabilidade das manobras são o devido instrumento operacional é do ONS.		Acita Parcialmente	É importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu Item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNS: "OBS: ONS supervisionar as ações de recomposição das áreas de automontabecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COS".
CHESF	5.7.2.5.Recomposição da Área Subesta	290	As 09M29, a CHESF declarou ao COSR-NE a indisponibilidade do automontabecimento da UHE Sobradinho. As 09M34, a CHESF informou o sucesso da partida da UG 014 da UHE Sobradinho, iniciando o automontabecimento da instalação. As 09M36, o COSR-NE autorizou a CHESF a energizar a SE Sobradinho com envio de tensão pela SE Luz Gonzaga, conforme procedimento alternativo da IO-RR-NE-SBO.	As 09M29, a CHESF declarou ao COSR-NE a indisponibilidade do automontabecimento da UHE Sobradinho. As 09M34, a CHESF informou o sucesso da partida da UG 014 da UHE Sobradinho, iniciando o automontabecimento da instalação. As 09M36, o COSR-NE autorizou a CHESF a energizar a SE Sobradinho com envio de tensão pela SE Luz Gonzaga, conforme procedimento alternativo da IO-RR-NE-SBO.	Estabelecimento a respeito do início do automontabecimento da UHE Sobradinho às 09M34.		Acita Parcialmente	As 09M34, a CHESF entrou em contato com o ONS/COSR-NE informando que partiu uma UG na UHE Sobradinho que poderia energizar a LT 500 kV Luz Gonzaga / Sobradinho (OSCA) e fazer o paralelo da UG em Sobradinho. O ONS alertou o Agente que a condição da energização da referida UG exigia o envio de 500 kV na SE Luz Gonzaga conforme a instrução de operação, e na Ilha do Nordeste, havia instalações com tensões baixas e os ajustes necessários para a manobra na OSCA iria prejudicar a condição de tensão no sistema isolado, citando como exemplos as SE Milagres e Açu III que estava com 506 kV e 484 kV, respectivamente, naquele instante. Portanto, revidou 20 kV na SE Luz Gonzaga para prejudicar muito a parte de tensão na Ilha. Na sequência, o ONS/COSR-NE solicitou à CHESF que aguardasse o retorno do equipe de estudos do ONS, que estava avaliando Realizar as manobras para a manobra. O Agente informou ter partido a UG 014, enfatizando que uma UG não era suficiente para a recomposição da instalação, sendo questionado pelo ONS/COSR-NE que uma UG deveria ser suficiente para alimentar o serviço auxiliar da usina e, assim, partir outra unidade geradora, energizando, em seguida, o barramento da instalação. Logo em seguida, o ONS/COSR-NE recebeu a informação de que a manobra de energização da LT 500 kV Luz Gonzaga / Sobradinho (OSCA), com as condições da Ilha naquele momento, estava autorizada e poderia ser prosseguida com a manobra de energização da LT 500 kV Luz Gonzaga / Sobradinho (OSCA), que foi prontamente realizada pela CHESF.
CHESF	5.7.2.5.Recomposição da Área Subesta	291	As 12M12, a CHESF ligou a LT 230 kV Inecl / Brotas de Macaúbas C1, energizando, simultaneamente, a LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa C1. Os referidos equipamentos foram desligados, automaticamente, no minuto seguinte.	As 12M08 o ONS mantém contato com a Eletrobras/Chief para tratar do fechamento do eixo 230 kV Bom Jesus da Lapa / Brotas de Macaúbas / Inecl como etapa de recomposição coordenada. As 12M13, o ONS, ciente da configuração, sincronizou as ações da CHESF na energização da LT 230 kV Inecl / Brotas de Macaúbas C1, simultaneamente a energização da LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa C1. Após a constatação de que o nível de tensão no terminal da LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa C1 a SE Bom Jesus da Lapa estava elevado, a CHESF informou que abrirá o terminal Inecl associado a LT230 kV Inecl / Brotas de Macaúbas C1. O terminal Inecl foi aberto mediante telecomando.	Todas as ações realizadas pela Eletrobras/Chief foram coordenadas e autorizadas pelo COSR-NE, em questionamento a/ou impedimentos se aplicáveis realizadas. Com a constatação de tensão elevada, a Eletrobras/Chief informou ao COSR-NE de que abriu o terminal Inecl, havendo concordância do COSR-NE.		Acita	A análise da CHESF proposta. Dessa forma, esse Item tem de ser caracterizado como uma anomalia e deve ser excluído do RAP.
CHESF	5.7.2.5.Recomposição da Área Oeste	293	Conforme a IO-RR-NE-SBO, o condutor de recomposição Fluenta só não foi totalmente desenergizado porque a SE Picos permaneceu energizada pela SE Taui II, na Área Norte do Nordeste. A dificuldade de recomposição Fluenta através do automontabecimento na UHE Sobradinho levou à necessidade de recomposição coordenada com envio de tensão para a Área Oeste, através do SIN (Interligação Norte-Nordeste), pela SE Colinas a partir das 10M21, energizando o trecho de 500 kV SE Ribeiro Gonçalves - SE São João do Pauil - SE Sobradinho. O fechamento do paralelo da Ilha do Nordeste com o SIN ocorreu na SE Sobradinho às 10M49. Importante ressaltar que o fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, realizado pelo eixo São João do Pauil - Sobradinho não está normalizado, conforme IO-RR-NE. Recomposição da Interligação Norte / Nordeste.	Conforme a IO-RR-NE-SBO, o condutor de recomposição Fluenta só não foi totalmente desenergizado porque a SE Picos permaneceu energizada pela SE Taui II, na Área Norte do Nordeste. A dificuldade de recomposição Fluenta através do automontabecimento na UHE Sobradinho levou à necessidade de recomposição coordenada com envio de tensão para a Área Oeste, através do SIN (Interligação Norte-Nordeste), pela SE Colinas a partir das 10M21, energizando o trecho de 500 kV SE Ribeiro Gonçalves - SE São João do Pauil - SE Sobradinho. O fechamento do paralelo da Ilha do Nordeste com o SIN ocorreu na SE Sobradinho às 10M49. Importante ressaltar que o fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, realizado pelo eixo São João do Pauil - Sobradinho não está normalizado, conforme IO-RR-NE. Recomposição da Interligação Norte / Nordeste.	O fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, conforme IO-RR-NE. Recomposição da Interligação Norte / Nordeste, item 5, deve ser realizado pela LT500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança, ou SE Presidente Dutra ou via SE Boa Esperança, estando a LT500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança impedida, o fechamento do paralelo entre as regiões Norte e Nordeste deverá ser efetuado pela LT 500 kV Presidente Dutra / Tereziña / ou pela LT 500 kV Colinas / Ribeiro Gonçalves.		Acita Parcialmente	É importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu Item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNS: "OBS: ONS supervisionar as ações de recomposição das áreas de automontabecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COS".
CHESF	7. CONCLUSÕES	336	7.15 Não houve sucesso no automontabecimento da UHE Sobradinho, impossibilitando o processo de recomposição Fluenta da Área Oeste e Subesta da região Nordeste, sendo necessário o envio de tensão da Ilha elétrica formada na região Nordeste para a usina de forma a possibilitar a partida de suas unidades geradoras.	7.15 Houve retard no automontabecimento da UHE Sobradinho, dificultando o processo de recomposição Fluenta das Áreas Oeste e Subesta da região Nordeste, sendo necessário o envio de tensão da Ilha elétrica formada na região Nordeste para a usina de forma a possibilitar a partida de suas unidades geradoras.	A autorização pelo ONS para início do automontabecimento da Área da UG014, sendo que embora tenha ocorrido retard no início no processo, o aquele bloc contornou problema a dificuldade é da 09M34 o COSR comunicou ao ONS que obtive sucesso na energização da primeira unidade geradora UG14 na UG014, o automontabecimento estava disponível.	DOC 3.1 UG 014 UG - grande vazio escaída	Não Acita	Conforme o Item 7.1 do Subitem 5.2.3 (Obrigações), a usina de automontabecimento integral, é caso de caso da UHE Sobradinho, deve "O ser da condição de partida para condição de operação, independentemente do tempo necessário para alimentação dos seus serviços auxiliares; (ii) dar partida nas unidades geradoras e sincronizar o número mínimo de unidades (... com seus próprios serviços auxiliares; (iii) energizar os elementos da usina estando retardado à que não foi atingido desde processo que a SE Sobradinho foi energizada. Portanto, o Black-out em Sobradinho deve ser considerado indisponível no período.
CHESF	7. CONCLUSÕES	338	7.25 Não houve preparação das seguintes subestações para recomposição após o desligamento completo, sendo necessário cobrança do ONS para que fosse feita: Samuel, Porto Velho, Arqueemes, Itapeti, Eunópolis, Itabuna III, Maracanã II, Tucuruí e Vila do Conde.	7.25 Não houve preparação das seguintes subestações para recomposição após o desligamento completo, sendo necessário cobrança do ONS para que fosse feita: Samuel, Porto Velho, Arqueemes, Maracanã II, Tucuruí e Vila do Conde.	As 09M30 o ONS informa ao Centro de Operação Regional da Área Sul da Chief - CHOS que se tratava de um bloqueio do Nordeste e solicitou preparar as subestações e aguardar. Até às 09M43 o ONS não havia informado ao COSR como seria a sequência da recomposição, visto que havia solicitado para o COSR preparar a instrução de operação, sendo necessário ressaltar que o diagnóstico informado para o COSR pelo ONS de bloqueio do Nordeste estava equivocada, visto que diversas subestações estavam energizadas, inclusive na Área Sul, atirando o processo de preparação das instalações da Área Sul. Vale ressaltar que o COSR é responsável pela operação de 25 subestações e 02 usinas as quais fazem parte de 03 corredores de recomposição Fluenta. Logo após a constatação de bloqueio do Nordeste foi iniciada as ações necessárias para acionamento das equipes e preparação das instalações, conforme Instrução de Operação das Instalações (IO-DL-NE-IT, IO-DL-NE-EN e IO-DL-NE-BT). Durante as ações de preparação das instalações, às 09M43, o COSR foi surpreendido com a energização das SE Itapeti, Eunópolis e Itabuna III através do blackstart da UHE Itapeti, antes de finalizar a configuração final de preparação para recomposição Fluenta.		Não Acita	As SE Itapeti e não estão preparadas e prontas para energização, o agente informou que todas as usas SE do Sul do NE estavam disponíveis às 09M30.
CHESF	7. CONCLUSÕES	338	7.29 Houve descumprimento de etapas estabelecidas em instruções de operação que acarretaram dificuldade no processo de recomposição nas seguintes instalações: SE Itabarina, Olinéia e UHE Itapeti.	7.29 Houve descumprimento de etapas estabelecidas em instruções de operação que acarretaram dificuldade no processo de recomposição nas seguintes instalações: SE Itabarina e UHE Itapeti.	Conforme Instrução de Operação da SE Olinéia, IO-DL-NE-OLD - revisão 25, em seu Item 5.1.1, é considerado o desligamento total da instalação quando não há tensão em todos os terminais de saída. Inibe de transmissão. Ainda resta IO, em seu Item 5.2.2, apenas no desligamento gerês da instalação. O Agente Operador deve preparar a instalação com a conexão do reator 500 kV - 150 Mw - OEL2. Foi verificado que no desligamento do dia 15/08/2023, o setor de 230 kV da SE Olinéia permaneceu com tensão através da OEL2 Cicra Datas - Olinéia - Alagoaninha II, portanto, configurando a partir parcial a instalação, conforme IO-DL-NE-OLD. Devido a essa configuração e atendida a IO-DL-NE-OLD em relação a configuração da instalação, não era recomendada a energização do reator para sequenciamento da recomposição. Portanto, o ONS deu a instrução de iniciar a recomposição Fluenta no eixo Paulo Afonso IV sem que a SE Olinéia estivesse na configuração adequada.		Não Acita	Conforme Instrução de Operação da SE Olinéia, IO-DL-NE-OLD - revisão 25, em seu Item 5.1.2, o Agente Operador da instalação deve executar os procedimentos a seguir após autorização do COSR para início de tensão a tensão e a recomposição. No entanto a 09M34, o ONS autorizou a Chief a seguir com a recomposição Fluenta do condutor de Paulo Afonso IV, portanto, deve ser seguido a IO-RR-NE-PAQ, visto que a IO-DL-NE-OLD requer autorização do ONS e não seria Fluenta.

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS			
CHESF	7. CONCLUSÕES	338	7.21. Houve falha na telealimentação das seguintes instalações, sendo necessário deslocar equipe para campo para realização de manobra, o que atrasou o processo de reconexão: Delmeiro Gouveia, Caipue, Jurupari e Morro do Chapéu II.	Houve falha na telealimentação das seguintes instalações, sendo necessário deslocar equipe para campo para realização de manobra, o que atrasou o processo de reconexão: Jurupari e Morro do Chapéu II.	A SE Delmeiro Gouveia possui equipe de operadores assistida a Subestação por 24 horas em turnos ininterruptos. O processo de reconexão da instalação ocorreu de forma fluente, conforme orientações do COSR-NE e segundo a IO-DNE-DMG. Em virtude da perda de supervisão ocorreu foi necessária a realização de contatos operacionais entre o Centro de Operação Chief e a instalação para a manter atualizado no processo de reconexão da área Norte e a confirmação de energização dos equipamentos, com as tomadas de carga, sem impacto para o processo de reconexão. Durante toda ocorrência, a SE Caipue se encontrava assistida com a operação local e com a telealimentação normal pelo Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON, sendo realizada a manobra nos tapas do transformador de 230 / 69 kV da SE Caipue pelo operador da instalação de forma local. Portanto em nenhum momento houve deslocamento do operador da instalação. Conforme Subitem 2.16 do Procedimento de Rede - "Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação", item 4.1 e 4.2.1, as subestações superintendidas atendem todos os itens apresentados, visto que, mesmo com a perda de supervisão no telecaboamento momentâneo, a execução da operação, local ou remota, foi realizada conforme item 4.2.2, no qual, as instalações estavam assistidas com os operadores durante a ocorrência, não procedendo o apontamento do ONS.			O item será alterado considerando as informações do agente e ajustes de redação.			
CHESF	7. CONCLUSÕES	338	7.28. Foi ligada a LT 500 kV Jereboão / Orlinda C19 sem a conexão do reator 500 kV E2 no terminal da linha na SE Orlinda, em desacordo com o estabelecido em instrução de operação IO-DNE-OLD - revisão 25, provocando elevação da tensão na SE Orlinda, sendo necessário desligar a linha e realizar a conexão do reator para retornar à etapa de energização da SE.	7.28. Foi ligada a LT 500 kV Jereboão / Orlinda C19 sem a conexão do reator 500 kV E2 no terminal da linha na SE Orlinda, de acordo com o estabelecido em instrução de operação IO-DNE-OLD - revisão 25, provocando elevação da tensão na SE Orlinda, sendo necessário desligar a linha e realizar a conexão do reator para retornar à etapa de energização da SE.	Foi verificado que no desligamento do dia 15/08/2023, o setor de 230 kV da SE Orlinda permaneceu com tensão através da LT 500 kV Orlinda-Cromo Dantes - Orlinda - Alagoinhas II, portanto, configurando a perda parcial da instalação, conforme IO-DNE-OLD - revisão 25. Devido a essa configuração, a Chief não seguiu com a conexão do reator 500 kV - 150 Mvar - OSE2, conforme tabela e IO-DNE-OLD. Foi verificado que não houve falha no check de sincronismo. Apenas os ajustes implantados não permitiram o fechamento dos disjuntores 1472 e 1474 da SE Bôcara devido à tensão medida. Foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.			Conforme Instrução de Operação da SE Orlinda, IO-DNE-OLD - revisão 25, em seu item 5.1.1, a conexão e o desligamento total da instalação quando não há tensão em todos os terminais de suas linhas de transmissão. Ainda neste IO, em seu item 5.2.1, apenas nos desligamentos gerais da instalação, o Agente Operador deve preparar a instalação com a conexão do reator 500 kV - 150 Mvar - OSE2. Foi verificado que no desligamento do dia 15/08/2023, o setor de 230 kV da SE Orlinda permaneceu com tensão através da LT 500 kV Orlinda-Cromo Dantes - Orlinda - Alagoinhas II, portanto, configurando a perda parcial da instalação, conforme IO-DNE-OLD - revisão 25. Devido a essa configuração, a Chief não seguiu com a conexão do reator 500 kV - 150 Mvar - OSE2, conforme tabela e IO-DNE-OLD. Foi verificado que não houve falha no check de sincronismo. Apenas os ajustes implantados não permitiram o fechamento dos disjuntores 1472 e 1474 da SE Bôcara devido à tensão medida. Foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.	Conforme Instrução de Operação da SE Orlinda, IO-DNE-OLD - revisão 25, em seu item 5.1.1, a conexão e o desligamento total da instalação quando não há tensão em todos os terminais de suas linhas de transmissão. Ainda neste IO, em seu item 5.2.1, apenas nos desligamentos gerais da instalação, o Agente Operador deve preparar a instalação com a conexão do reator 500 kV - 150 Mvar - OSE2. Foi verificado que no desligamento do dia 15/08/2023, o setor de 230 kV da SE Orlinda permaneceu com tensão através da LT 500 kV Orlinda-Cromo Dantes - Orlinda - Alagoinhas II, portanto, configurando a perda parcial da instalação, conforme IO-DNE-OLD - revisão 25. Devido a essa configuração, a Chief não seguiu com a conexão do reator 500 kV - 150 Mvar - OSE2, conforme tabela e IO-DNE-OLD. Foi verificado que não houve falha no check de sincronismo. Apenas os ajustes implantados não permitiram o fechamento dos disjuntores 1472 e 1474 da SE Bôcara devido à tensão medida. Foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.		Conforme Instrução de Operação da SE Orlinda, IO-DNE-OLD - revisão 25, em seu item 5.1.2, o Agente Operador da instalação deve estar em procedimento a seguir após autorização do COSR-NE, portanto não mudou a tensão e a provisão. No contexto da ONS, o ONS autoriza a Chief a seguir com a reconexão fluente de comador de Paulo Afonso IV, portanto, deve ser seguido a IO-RN-NE-PAQ, visto que a IO-DNE-OLD requer autorização do ONS e não seria fluente.
CHESF	7. CONCLUSÕES	339	7.31. Houve retardar no restabelecimento das cargas na SE Bôcara em virtude de problema de sincronismo dos disjuntores de 230 kV das associadas aos transformadores 230 / 138 kV da SE.	Houve retardar no restabelecimento de cargas da SE Bôcara, devido à falta de condições de sincronismo para o fechamento dos disjuntores 230kV.	Foi verificado que não houve falha no check de sincronismo. Apenas os ajustes implantados não permitiram o fechamento dos disjuntores 1472 e 1474 da SE Bôcara devido à tensão medida. Foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.			A mudança contribui para o entendimento.			
CHESF	7. CONCLUSÕES	340	7.42 Durante a fase de reconexão fluente, a Chief energizou individualmente a LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Saia C1 devido à configuração incorreta da SE Brotas de Macaúbas. O referido trecho energizado não faz parte da reconexão fluente da Área Subárea.	7.42 Durante a fase de reconexão fluente, a Chief, sob coordenação e autorização do COSR-NE, energizou individualmente a LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Saia C1, devido à configuração incorreta da SE Brotas de Macaúbas. O referido trecho energizado não faz parte da reconexão fluente da Área Subárea.	Todas as ações realizadas pelas Eletrotécnicas Chief foram coordenadas e autorizadas pelo COSR-NE, sem questionamento e/ou impedimentos em suas execuções contínuas. Com a constatação de tensão elevada, a Eletrotécnica Chief informou ao COSR-NE de que abriu o terminal Irecê, havendo concordância do COSR-NE.			Análise de Chief precisa. Dessa forma, esse item tem de ser caracterizado como uma anomalia e deve ser excluído do RAP.			
CHESF	7. CONCLUSÕES	340	7.39 Houve dificuldade de início da reconexão nas áreas Oeste e Sudeste da Região Nordeste devido à indisponibilidade da automatização da UHE Sobradinho.	Excluir Província	Item duplicado, já contemplado no item 7.15 da minuta do RAP.			O item 7.39 será excluído devido à repetição de conteúdo do item 7.15.			
CHESF	9.1. AO ONS	345	9.1.X. Avaliar o fechamento do paralelo entre as regiões Norte e Nordeste, no eixo São João do Piauí - Sobradinho, em desacordo com a IO-RN-NE - Reconexão da Interligação Norte / Nordeste.		O fechamento do paralelo entre as Regiões Norte e Nordeste, conforme IO-RN-NE - Reconexão da Interligação Norte / Nordeste, item 5, deve ser realizado pela LT 500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança, na SE Presidente Dutra e na Boa Esperança, estando a LT 500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança impedida, o fechamento do paralelo entre as regiões Norte e Nordeste deverá ser efetuado pela LT 500 kV Presidente Dutra / Teresina I ou pela LT 500 kV Colinas / Itaboraí Gonçalves.			Importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS: "OBServar/monitorar as ações de reconexão das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COSR."			
CHESF	9.1. AO ONS	345	9.1.X. Reavaliar os estudos sistêmicos para fechamento do anel entre as áreas do Nordeste, na SE Sobral II, considerando os impactos após o fechamento da LT 500 kV Sobral III - Tangará II, em função de sobretensões sistêmicas ocorridas durante a energização.		Não ocorreram dificuldades de fechamento da LT 500 kV Sobral III - Tangará II, e sim sobretensões sistêmicas após fechamento da referida LT, que deverão ser analisadas pelo ONS, ficando as ações de fechamento do anel entre as áreas do Nordeste, na SE Sobral III, já bem sucedidas em outras ocasiões, como no caso da perturbação do dia 21/03/2018 às 15h48.			Após acordado com a EGE será incluída uma província com a seguinte redação: 9.1.X. Ao ONS (EGE) reavaliar o procedimento para o fechamento do anel entre as áreas do Nordeste, na SE Sobral III, por meio da LT 500 kV Sobral III - Tangará II, considerando os impactos durante as tentativas de religamento da linha, em razão das situações de proteção de sobretensão ocorridas durante a energização.			
CHESF	9.1. AO ONS	345	9.1.X. Analisar o não cumprimento da IO-RN-NE-PAQ, quando da energização do TR 500 / 230 kV da SE Camapuã II T2 em uma tensão acima da recomendada.		Energização do TR 500 / 230 kV da SE Camapuã II T2 em desacordo com a IO de Reconexão da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-RN-NE-PAQ, item 4.3.1.1, passo 1.3.			Em uma reconexão dessa porte, pode não ser possível atingir as condições ideais de manobra especificadas nas Instruções de Operação e os operadores do ONS têm autonomia para estudar alternativas em tempo real para viabilizar a continuidade do processo de reconexão. Importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS: "OBServar/monitorar as ações de reconexão das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COSR."			
CHESF	9.1. AO ONS	345	9.1.X. Analisar o não cumprimento da IO-RN-NE-PAQ, quando da energização do TR 500 / 230 kV Camapuã IV T1 em uma tensão acima da recomendada.		Energização do TR 500 / 230 kV da SE Camapuã IV T1 em desacordo com a IO de Reconexão da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-RN-NE-PAQ, item 4.3.1.1, passo 1.3.			Em uma reconexão dessa porte, pode não ser possível atingir as condições ideais de manobra especificadas nas Instruções de Operação e os operadores do ONS têm autonomia para estudar alternativas em tempo real para viabilizar a continuidade do processo de reconexão. Importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS: "OBServar/monitorar as ações de reconexão das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COSR."			
CHESF	9.1. AO ONS	345	9.1.X. ONS encerrar as autorizações de energização de Funções de Transmissão em desacordo com as instruções de operação vigentes		Foram autorizadas diversas energizações em desacordo com as instruções vigentes.			O item não se refere a uma manobra específica, impeditando a análise. Resulta-se que em uma reconexão desse porte, pode não ser possível atingir as condições ideais de manobra especificadas nas Instruções de Operação e os operadores do ONS têm autonomia para estudar alternativas em tempo real para viabilizar a continuidade do processo de reconexão. Importante ressaltar que o Subitem 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS: "OBServar/monitorar as ações de reconexão das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS - COSR."			
CHESF	9.2.9. A	354	9.2.9.3 - Avaliar e corrigir o sincronismo dos Registradores Digitais de Perturbação de todos as subestações de sua responsabilidade, de forma a garantir dados sincronizados para permitir correta análise dos eventos. Prazo: 30/04/2024	Avaliar e corrigir o sincronismo dos Registradores Digitais de Perturbação relacionados com os eventos listados na tabela 3 - "Sequência de Desligamento Automático e Manual", de forma a garantir dados sincronizados para permitir correta análise dos eventos. Prazo: 30/04/2024	Adesquiar a recomendação aos eventos contantes na tabela 3 - "Sequência de Desligamento Automático e Manual", em que para o Operador ter identificação registros com falha de sincronismo, de diversos agentes, conforme descrito no item 5.1 - "Os eventos de SOE enviados com a estampa de tempo completa, entretanto com sua qualidade classificada como "data/hora do evento impressa", são normalmente originado em função da remota do agente ter perdido o sincronismo com GPS"; e o comando providenciado para outros agentes sobre sincronismo de Registradores Digitais de Perturbação, apenas para o evento identificado com falha de sincronismo (conforme item 9.7.7.1 e 9.7.7.2), apenas para a Eletrotécnica Chief foi colocada uma província que abrangia todos os seus subestantes. Dessa forma, solicitamos que essa província seja emitida da mesma forma que foi colocada para os demais agentes, e para as recomendações sobre os eventos de SOE, e que o prazo para atendimento seja o dia 30/04/2024, face necessidade de realização de ajustes de componentes, adequações físicas e atualização de sistema de registro para normalização do sincronismo de alguns equipamentos.	DOC-07 - Cronograma_atendimento_Falha_Sincronismo_Chief.pdf		Inserido o cronograma em províncias tomadas			
CHESF	9.2.9. A	354	9.2.9.1. Realizar implementação das correções na lógica de SO77, em todos os nós de Proteção do fabricante Altom/Arena (Família PK40) da Eletrotécnica Chief, iniciada em 20/08/2023, e com previsão de conclusão em setembro/2023, conforme lista de relés mostrada no item 8.1 deste relatório. Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP	Providência atendida	Foram realizadas as adequações em todos relés de proteção do fabricante Altom/Arena Família PK40 detectados com problemas nas lógicas de SO77.			Retirada a província e complementado no item "Providências tomadas".			
CHESF	9.2.9. A	354	9.2.9.2. Avaliar a lógica implementada para religamento automático nas demais linhas de CHESF em barnameses tipo disjuntor e mais, considerando o estado do primeiro disjuntor a religar antes do comando para religamento do segundo disjuntor, de forma a tornar a lógica mais robusta, do mesmo modo que foi corrigido na LT Qanadã - Fortaleza I. Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP	Exclusão da província.	Na lógica corrigida no terminal de Qanadã, o estado do primeiro disjuntor (aberto/fechado) não influencia no religamento do segundo, se assim fosse, nessa situação, por exemplo, de baixa pressão do primeiro disjuntor a religar haveria o bloqueio do religamento do segundo, que seria uma situação indesejada.			A província teve seu texto alterado, com objetivo de esclarecer o contexto. O agente deverá encaminhar maiores detalhes sobre a mudança realizada na lógica de religamento automático nas demais linhas.			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.8 Avaliar os ajustes da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Paulo Afonso IV - Anagéim L6, que atenua incrementalmente para uma impedância vista à direção reversa nesta perturbação. Prazo: 31/11/2023 Gestor: EGP	9.2.9.8 Avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Paulo Afonso IV - Anagéim L6, face à impossibilidade de classificação nesta perturbação. Prazo: 31/11/2023 Gestor: EGP	Os ajustes implantados foram avaliados e não foram encontradas anomalias. Segue abaixo ajustes da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Paulo Afonso IV: Ajuste Zona 1 Fase R=42,78 D= 8=23,10 D= Ajuste Zona 1 Terra R=53,0 D= 8=40,43 D			Para que fosse alterado o texto conforme sugestão encaminhada pelo agente, será necessário em envio de maiores esclarecimentos que justificassem a atuação.			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.5. Avaliar o desempenho da proteção de sobretensão temporizada que desligou o BC DHI da SE Mossoró II 230 kV, justificando sua atuação. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da província.	R. Excluir. Já respondido em 5.1.50.			Inserida a informação da proteção atuada no relatório do RAP, porém, para que a atuação seja considerada correta deverá ser justificada com indicação de dados de oscilografia ou eventos.			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.7. Informar a causa de terem ocorrido religamentos automáticos apenas nos terminais de Banabuiú das LT 230 kV Banabuiú - Aquira I OMS, OMS2 e OMS3 e partir das 08h30min do dia 15/08/2023 e a providências tomadas para evitar reincidência. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da província.	Foi correta a atuação da proteção de sobretensão temporizada associada ao esquema de chaveamento de reativos SE Mossoró II 230 kV, abrindo o disjuntor 120H1. Ajuste 1,0789 por 2x. A tensão ficou acima do ajuste chegando a atingir 1,11pu.			Não houve os religamentos automáticos nos terminais de Aquira II das LT 230 kV Banabuiú - Aquira I OMS, OMS2 e OMS3 devido à falta de condições de sincronismo. Após abertura das linhas OMS2, OMS1 e OMS3 a barra de 230kV da SE HD ficou sem tensão, não atendendo assim a condição barra viva/linha viva quando finalizou o dead time.			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.4. Verificar o desempenho das proteções de distância envolvidas nos desligamentos automáticos das LT 230 kV Banabuiú - Aquira I OMS, OMS2 e OMS3, em especial as zonas 1, que atuaram, mesmo com a função B05B atuado durante o evento subsequentes à perturbação que teve início às 08h30min do dia 15/08/2023. Informar se o erro é o desempenho esperado e qual filosofia empregada pela Chief. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da província.	Nos ajustes implantados no oscilograma do gráfico não há indicação o bloqueio da proteção de distância em zona 1, conforme definido pelo ONS, e, nos ajustes foram corretos conforme item 5.1.76.			A província referente ao tema foi excluída			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.4. Verificar o desempenho das proteções de distância envolvidas nos desligamentos automáticos das LT 230 kV Banabuiú - Aquira I OMS, OMS2 e OMS3, em especial as zonas 1, que atuaram, mesmo com a função B05B atuado durante o evento subsequentes à perturbação que teve início às 08h30min do dia 15/08/2023. Informar se o erro é o desempenho esperado e qual filosofia empregada pela Chief. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da província.	Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Banabuiú da LT 230 kV Banabuiú - Aquira II OMS2 e por recepção de TDO no terminal de Aquira II, devido à oscilação do sistema. Foi correta a atuação da proteção de distância temporizada no terminal de Aquira II da LT 230 kV Banabuiú - Aquira II OMS2, com envio de sinal para abertura em Banabuiú. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Banabuiú da LT 230 kV Banabuiú - Aquira II OMS2 e por recepção de TDO no terminal de Aquira II, devido à oscilação do sistema. Foi correta a atuação da proteção de distância temporizada no terminal de Aquira II da LT 230 kV Banabuiú - Aquira II OMS2, com envio de sinal para abertura em Banabuiú.			A província referente ao tema foi excluída			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.5. Avaliar o desempenho da função protetiva de falha do trator de segundo grau que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossoró II e corrigir caso necessário.	Exclusão da província.	Foi correta a atuação da proteção de sobretensão dos tritores que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossoró II. A corrente atingiu valor ajustado para a atuação instantânea da proteção, 1400A. Desempenho já avaliado no item 5.1.18.			A província referente ao tema foi excluída			
CHESF	9.2.9. A	355	9.2.9.5. Avaliar o desempenho da função protetiva de falha do trator de segundo grau que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossoró II e corrigir caso necessário.	Exclusão da província.	Foi correta a atuação da proteção de sobretensão dos tritores que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossoró II. A corrente atingiu valor ajustado para a atuação instantânea da proteção, 1400A. Desempenho já avaliado no item 5.1.18.			A província referente ao tema foi excluída			

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS
CHEF	9.29. A.CHEF	359	9.29.33. O agente CHEF deverá informar ao ONS a causa do retardar em ligar os compensadores síncronos da SE Camapaç II, propondo um ajuste de 33 min a 030s, respectivamente para CS3 e CS2, impedindo no processo de recomposição da área sul, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Alteração de texto e ação tomada	No contato realizado entre ONS e CHEF, que ocorreu entre às 12h00 e 12h03, o ONS solicitou a partir dos CS da SE Camapaç II, entre outras ações, a partida dos CS Síncronos com o fechamento do disjuntor 1473 da SE Camapaç II às 12h08. O restante do tempo necessário para sincronização, são os 30 minutos declarados pela Chef no documento Cadastro de Dados Operacionais do Equipamento da Área 230 kV Sul da Região Nordeste. CD-CT NE 25101 do ONS, como duração mínima para partida de compensador devido a característica inerente ao equipamento. Considerando os 30 minutos conforme CD-CT NE 25101 do ONS e a solicitação de partida dos CS da SE Camapaç II às 12h03, o CS3 foi normalizado após 19 minutos. Adicionalmente, conforme Cadastro de Dados Operacionais de Equipamento da Área 230 kV Sul da Região Nordeste, CD-CT NE 25101 do ONS, os dois compensadores de Camapaç II não podem ser religados/sincronizados simultaneamente, requerendo que seus acionamentos sejam sequenciais, em ordem preferencial e desta forma a partida do CS3 da SE Camapaç II não pode ser considerada como retardado. De modo a dar maior agilidade na partida do CS3 Camapaç II, a Chef realizou alteração no roteiro de manobra de partida do equipamento. Mesmo com a alteração realizada importante frisar que os tempos característicos, inerentes ao processo de partida do equipamento, sempre devem ser considerados.	DOC-28-Implantação novo FTM CS Camapaç II	Acata	Alteração na providência devida a novas informações
CHEF	9.29. A.CHEF	359	9.29.32. O agente CHEF deverá informar ao ONS a causa de não realizar a preparação das subestações de Itapebi, Eunápolis e Taboão II para iniciar o processo de restabelecimento da área de Itapebi, após a perturbação das OBR30 de 15/08/2023, o que é efetivo e processo de recomposição, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	At 08h30 o ONS informa ao Centro de Operação Regional da Área Sul da Chef - ONS que se tratava de um blecaute do Nordeste e solicitou preparar as subestações e aguardar. Até às 08h43 o ONS não havia informado ao CROS como seria a sequência da recomposição, visto que havia solicitado para o CROS aguardar. Importante ressaltar que o diagnóstico informado para o CROS pelo ONS de blecaute do Nordeste estava equivocado, visto que diversas subestações estavam energizadas, inclusive na Área Sul, atarando o processo de preparação das instalações da Área Sul. Vale ressaltar que o CROS é responsável pela operação de 25 subestações e 02 usinas as quais fazem parte do 03 corredores de recomposição fluente. Logo após a constatação do blecaute do Nordeste foi iniciado as ações necessárias para acionamentos das equipes e preparação das instalações, conforme Instalação IO-DI-NE-IT, IO-DI-NE-ENP e IO-DI-NE-IBT). Durante as ações de preparação das instalações, às 08h43, o CROS foi surpreendido com a energização das SE Itapebi, Eunápolis e Taboão II através do blaststart da UHE Itapebi, antes de finalizar a configuração final de preparação para recomposição fluente.		Não Acata	A Chef disponibiliza para recomposição fluente todas as suas subestações do Sul do NE às 08h39.
CHEF	9.29. A.CHEF	359	9.29.31. O agente CHEF deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos no SE Delmiro Gouveia, após a perturbação das OBR30 de 15/08/2023, o que é efetivo e processo de recomposição, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	A SE Delmiro Gouveia possui equipe de operadores acionada a Subestação por 24 horas em turnos alternados. O processo de recomposição da instalação ocorreu de forma fluente, conforme orientações do CROS-SE e segundo o IO-DI-NE DMG. Em virtude da perda de supervisão ocorreu foi necessária a realização de contatos operacionais entre o Centro de Operação Chef e a instalação para manter atualizado o processo de recomposição da área fluente e a confirmação da energização dos equipamentos, com as tomadas de carga, sem impacto para o processo de recomposição.		Acata	A providência será excluída. A SE Delmiro Gouveia possui assistência local 24 h não sendo aplicável a exigência dos requisitos para instalações teleassistidas decorrentes de assistência local interrompida estabelecidos no item 2.2 do subitem 2.16 do Procedimento de Rede - Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação.
CHEF	9.29. A.CHEF	359	9.29.34. O agente CHEF deverá informar ao ONS a causa que proporcionou a dificuldade de sincronismo dos disjuntor de 230 kV associados aos transformadores de 230 /138 kV da SE Itocara que acarretou dificuldade para o fechamento e consequente demora para ligar os transformadores, provocando retardar no restabelecimento das cargas da subestação, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência atendida	Conforme justificativa do item 7.31, foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.		Acata	Providência atendida
CHEF	9.29. A.CHEF	359	9.29.30. O agente CHEF deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos no SE Delmiro Gouveia, após a perturbação das OBR30 de 15/08/2023, o que é efetivo e processo de recomposição, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência atendida	A causa da perda de supervisão foi a falha do inverter que alimenta os concentradores de dados do SAGE N2 da SE Delmiro Gouveia e, conseqüentemente, N1, durante a Perturbação do dia 15/08/2023 envolvendo o SIN. Como ação tomada a equipe de manutenção realizou ação corretiva normalizando a supervisão às 10h56.		Acata Parcialmente	A providência será alterada considerando as informações do agente, porém será mantida para que o agente informe as providências adotadas para evitar a reincidência de falha do inverter que alimenta os concentradores de dados do SAGE N2. Nova redação: "9.29.30. O agente CHEF informou que a falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Delmiro Gouveia foi ocasionada por falha do inverter que alimenta os concentradores de dados do SAGE N2 da SE Delmiro Gouveia. Como ação tomada a equipe de manutenção realizou ação corretiva normalizando a supervisão às 10h56. O agente CHEF deverá informar ao ONS as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC"
CHEF	9.29. A.CHEF	360	9.29.35. O agente Chef deverá analisar e informar o motivo da realização da manobra de energização da LT 500 kV Itarembó / Olinda II sem a conexão do reator de 500 kV E2 da SE Olinda, descumprindo estabelecido no IO-DR-NE PAQ, Item 4.1, parágrafo 2.4, bem como deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	Conforme instrução de Operação da SE Olinda, IO-DI-NE OLD - revisão 25, em seu item 1.1.1, é considerado o desligamento total da instalação quando não há tensão em todos os terminais de suas linhas de transmissão. Ainda nesta IO, em seu item 5.2.1, apenas nos desligamentos gerais da instalação, o Agente Operador deve preparar a instalação, com a conexão do reator 500 kV - 550 Mvar - OSE2. Foi realizado o desligamento do dia 15/08/2023, o setor de 230 kV da SE Olinda permaneceu com tensão através do LT DALL Eleno Dantas - Olinda - Alagoinhas, portanto, configurando a perda parcial da instalação, conforme IO-DI-NE OLD - revisão 25.		Não Acata	Conforme instrução de Operação da SE Olinda, IO-DI-NE OLD - revisão 25, em seu item 5.3.2, o Agente Operador da instalação deve executar os procedimentos a seguir após autorização do CROS, portanto, está mantida a redação e o procedimento. No contato ao 09134, o ONS autoriza a Chef a seguir com a recomposição fluente do corredor de Paulo Afonso IV, portanto, deve ser seguida a IO-DR-NE PAQ, visto que a IO-DI-NE OLD requer autorização do ONS e não seria fluente.
CHEF	9.29. A.CHEF	360	9.29.36. O agente Chef deverá analisar e informar o motivo da realização da manobra energização das linhas de 230 kV entre Banabui e Mossoró II, de forma simultânea sem atender as condições de pré-energização estabelecidas no passo 5.0 da IO-DR-NE LII - Recomposição da Área Luz Gonzaga, acarretando sobretensões no trecho. O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	A SE Banabui se encontra parcialmente energizada e sua recomposição estava ocorrendo de forma coordenada com ONS. No contato realizado às 09h31 entre o Centro de Operação Regional Norte e Chef - CROS e o ONS, o ONS autorizou a energização às LT 230 kV Banabui/Mossoró II e Banabui/Alex/Mossoró II.		Acata	A providência será excluída e ajustada a redação desse evento no item 5.7.2.2. Recomposição da Área Norte. As OBR32min, o CROS-NE orientou o CRON Chef reduzir 3 taps na transformação de 500/230 kV da SE Milagres e, em seguida, autorizar enviar tensão a parte de Banabui para Mossoró via Alex, enviar tensão para Russas e o Quareir e alimentar as cargas nesse regional. No entanto, ao confirmar a manobra e o CRON Chef informou a não reduzir as 3 posições dos taps da transformação 500/230 kV da SE Milagres e, em seguida, energiar a LT 230 kV Banabui/Alex/Mossoró II, também a LT Banabui - Mossoró II e, depois, já se recompondo a subestação de Russas, sendo as manobras autorizadas pelo ONS. Dessa forma, pelas tratativas em tempo real, houve o entendimento por parte do CRON que houve autorização de energização simultânea das linhas de 230 kV Banabui/Alex/Mossoró II e Banabui - Mossoró II.
CHEF	9.29. A.CHEF	360	9.29.39. O agente Chef deverá informar a causa de não realizar a preparação da subestação de Maracanaú II para iniciar o processo de restabelecimento da área de Luz Gonzaga, após a perturbação das OBR30 de 15/08/2023, o que é efetivo e processo de recomposição, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência Atendida	A coordenação da Operação da SE Maracanaú é de outro agente proprietário, o qual tem a responsabilidade de verificação e confirmação de estado dos disjuntor durante a fase de preparação, conforme item 3.1.1 do IO-DI-NE-NDV-01. Este item não foi atendido integralmente pelos agentes que possuem acesso à instalação, conforme IO-DI-NE DMG. De forma a evitar reincidência, a Chef realizou ajustes com os Operadores do Sistema de equipe CRON na IO-DI-NE MND.	DOC-29-Recivagem MEG, DM, BM, AL e MSD	Acata	O agente Chef realizou recivagem com os Operadores do Sistema de equipe CRON na IO-DI-NE MND, conforme documento DOC-29-Recivagem MEG, DM, BM, AL e MSD
CHEF	9.29. A.CHEF	360	9.29.37. O agente Chef deverá analisar e informar o motivo falha do disjuntor DI 1422 da SE Fortaleza II, identificada às OBR30, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Pici II (2), bem como informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência atendida	Postamente, a equipe de manutenção identificou um mini disjuntor do circuito de fechamento do Disjuntor 1422, da SE Fortaleza II, com um dos polos danificado, o que impediu o religamento do 1422. A situação foi normalizada às 10h41 do mesmo dia 15/08/2023 através da substituição do componente danificado.		Acata	A providência será considerada atendida, com a seguinte redação: "O agente Chef apresentou os seguintes esclarecimentos e providência adotada com relação falha do disjuntor DI 1422 da SE Fortaleza II, identificada às OBR30, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Pici II (2): "Postamente, a equipe de manutenção identificou um mini disjuntor do circuito de fechamento do Disjuntor 1422, da SE Fortaleza II, com um dos polos danificado, o que impediu o religamento do 1422. A situação foi normalizada às 10h41 do mesmo dia 15/08/2023 através da substituição do componente danificado."
CHEF	9.29. A.CHEF	360	9.29.38. O agente Chef deverá analisar e informar o motivo falha do disjuntor DI 1475 da SE Delmiro Gouveia, identificada às OBR30, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia (2) (5), bem como informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência atendida	Postamente, a equipe de manutenção identificou o aumento de ar comprimido pela válvula de alívio do Disjuntor 1475, da SE Delmiro Gouveia, identificada às OBR30, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia (2) (5).		Acata	A providência será considerada atendida, com a seguinte redação: "O agente Chef apresentou os seguintes esclarecimentos e providência adotada com relação falha do disjuntor DI 1475 da SE Delmiro Gouveia, identificada às OBR30, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia (2) (5): "Postamente, a equipe de manutenção identificou aumento de ar comprimido pela válvula de alívio do Disjuntor 1475, da SE Delmiro Gouveia, que impediu o religamento do Disjuntor 1475. A situação foi normalizada às 12h45 do mesmo dia 15/08/2023 através da substituição de válvula de alívio."
CHEF	9.29. A.CHEF	361	9.29.40. O agente Chef deverá analisar e informar o motivo da energização da LT 500 kV Fortaleza II / Piciem II (C2), sem coordenação com o CROS-NE, realizada às 10h25 do dia 15/08/2023, provocando sobretensões na barra de 230 e 450 kV da área Norte da região Nordeste e o desligamento do transformador TR-G1 230/69 kV da SE Cauape interrompendo as cargas. O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência Atendida	De forma a evitar reincidência, a Chef realizou reunião e recivagem com os Operadores do Sistema da equipe CRON na IO-DI-NE F2D Rev. 48.	DOC-29-Recivagem FTZ, FZD, AOD, DMG, PCD, IO-DM, F2D Rev. 48	Acata	A providência será considerada atendida, com a seguinte redação: "O agente Chef realizou reunião e recivagem com os Operadores do Sistema da equipe CRON na IO-DI-NE F2D Rev. 48, conforme documento DOC-29-Recivagem FTZ, FZD, AOD, DMG, PCD, IO-DM, F2D Rev. 48, com o objetivo de evitar reincidência de manobra de energização da LT 500 kV Fortaleza II / Piciem II (C2), sem coordenação com o CROS-NE, como verificado durante o processo de recomposição de perturbação do dia 15/08/2023, que ocasionou o desligamento do transformador TR-G1 230/69 kV da SE Cauape interrompendo as cargas já restabelecidas na subestação?"
CHEF	9.29. A.CHEF	361	9.29.41. O agente Chef deverá informar o motivo das dificuldades de fechamento da LT 500 kV Tangará I / Sobral III (C1) (V8) e C1 (V9), durante o processo de recomposição, tendo em vista que as condições de pré-energização (tensão inferior a 534 kV) e diferença angular inferior a 30º, estavam atendidas conforme estabelecido no procedimento de recomposição de interligações das Áreas da Região Nordeste (IO-DR-NE). O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	Em 15/08/2023, ocorreu uma sobretensão sistêmica da ordem de 256 kV na barra de 230 kV da SE Cauape, sensibilizando a proteção de sobretensão da SE Cauape ocasionando o desligamento. A atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV da SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2 pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu.		Acata Parcialmente	A providência será alterada considerando as informações do agente, solicitando maiores esclarecimentos sobre as atuações de proteção. Também será inserida uma nova providência, com o mesmo teor, para o agente STN com relação a LT 500 kV Tangará II / Sobral III (C2) (V8). "A 15/08/2023, ocorreu uma sobretensão sistêmica da ordem de 256 kV na barra de 230 kV da SE Cauape, sensibilizando a proteção de sobretensão da SE Cauape ocasionando o desligamento. A atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV da SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2 pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu. Dessa forma, resulta a necessidade do ONS estudar as condições sistêmicas adequadas para o sucesso da manobra."
CHEF	9.29. A.CHEF	361	9.29.42. O agente Chef deverá analisar e informar causa do desligamento automático do transformador TR-01 de 230 / 69 kV da SE Cauape, ocorrido às 10h33 do dia 15/08/2023, o que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauape (cerca de 10 MW). O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência Atendida	A atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV na SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu.		Acata	A providência será considerada atendida, com a seguinte redação: "O agente Chef apresentou os seguintes esclarecimentos, quanto a causa do desligamento automático do transformador TR-01 de 230 / 69 kV da SE Cauape, ocorrido às 10h33 do dia 15/08/2023, o que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauape (cerca de 10 MW): "Atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV da SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu."
CHEF	9.29. A.CHEF	361	9.29.43. O agente Chef deverá analisar e informar causa do desligamento automático dos transformadores de 230 / 69 kV da SE Cauape, ocorrido às 12h38 do dia 15/08/2023, o que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauape (cerca de 70 MW). O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência Atendida	At 12h37, ocorreu uma sobretensão sistêmica da ordem de 256 kV na barra de 230 kV da SE Cauape, sensibilizando a proteção de sobretensão da SE Cauape ocasionando o desligamento. A atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV da SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2 pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu.		Acata	A providência será considerada atendida, com a seguinte redação: "O agente Chef apresentou os seguintes esclarecimentos, quanto a causa do desligamento automático dos transformadores de 230 / 69 kV da SE Cauape, ocorrido às 12h38 do dia 15/08/2023, o que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauape (cerca de 70 MW): "A 12h37, ocorreu uma sobretensão sistêmica da ordem de 256 kV na barra de 230 kV da SE Cauape, sensibilizando a proteção de sobretensão da SE Cauape ocasionando o desligamento. A atuação da proteção de sobretensão temporária foi correta associada a barra de 69kV da SE Cauape. Essa proteção tem um ajuste de 1,2 pu por 4,5 s. A tensão chegou a 1,25pu."

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentários
CHEF	9.29.4. A CHEF	361	9.29.44. O agente Chef deverá analisar e informar a causa da falha de teleatenuação na SE Caupe, sendo necessário desenvolver ações para a realização de manobras no tapete dos transformadores de 230 /69 KV da SE Caupe para possibilitar o religamento após o deslocamento automático ocorrido às 12h18h do dia 15/08/2023. O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Exclusão da providência.	Durante toda a ocorrência, a SE Caupe se encontrava assistida com a operação local e com a teleatenuação normal pelo Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON, sendo realizada as manobras nos tapetes dos transformadores de 230 /69 KV da SE Caupe pelo operador da instalação de forma local, no país. Portanto em nenhum momento houve deslocamento do operador a instalação.		Aceta Parcialmente	Nova redação para a providência considerando a falta de telecomando na SE Caupe: "9.29.44. O agente Chef deverá analisar e informar a causa da falha de telecomando na SE Caupe, sendo necessário desenvolver ações para a realização de manobras no tapete dos transformadores de 230 /69 KV da SE Caupe pelo operador da instalação de forma local, no país, para possibilitar o religamento após o deslocamento automático ocorrido às 12h18h do dia 15/08/2023. O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC"
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.45. O agente Chef deverá analisar e informar a motivo do religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito, ter ocorrido somente às 09h18 do dia 15/08/2023, embora o seu religamento tenha sido autorizado pelo COSR-NE desde 08h51 do dia 15/08/2023, retardando o restabelecimento das cargas na SE Ito.	Exclusão da providência.	Entre 08h51 e 08h53, o ONS solicitou a energização do reator 230 KV O4E1 e comutação de tapetes nos ATR 500/230 KV na SE Mitagres, religamento do BC 230 KV O4H1 na SE Fortaleza e o religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito. A partir das 08h54, o Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON da CHEF iniciou a realização de ações para o atendimento das solicitações do controle de tensão, visando as condições de energização do trecho de 500 KV Mitagres - Quaiada - Fortaleza I e em seguida, realizou o religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito. Resulta-se que não houve solicitação do ONS para priorizar a energização do TR1-230/69 KV da SE Ito, frente as demais manobras solicitadas no referido contato."		Aceta Parcialmente	A providência será considerada atendida, com seguinte redação: "O agente Chef apresentou os seguintes esclarecimentos quanto ao motivo do religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito ter ocorrido somente às 09h18 do dia 15/08/2023, embora o seu religamento tenha sido autorizado pelo COSR-NE desde 08h51 do dia 15/08/2023, retardando o restabelecimento das cargas na SE Ito: "Entre 08h51 e 08h53, o ONS solicitou a energização do reator 230 KV O4E1 e comutação de tapetes nos ATR 500/230 KV na SE Mitagres, religamento do BC 230 KV O4H1 na SE Fortaleza e o religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito. A partir das 08h54, o Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON da CHEF iniciou a realização de ações para o atendimento das solicitações do controle de tensão, visando as condições de energização do trecho de 500 KV Mitagres - Quaiada - Fortaleza I e em seguida, realizou o religamento do TR1-230/69 KV da SE Ito. Resulta-se que não houve solicitação do ONS para priorizar a energização do TR1-230/69 KV da SE Ito, frente as demais manobras solicitadas no referido contato."
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.48. O Agente Chef deverá esclarecer o que levou à preparação incorreta da SE Brejas de Macalbalis, durante a fase de recomposição fluente, tendo em conta que a 2300 KV Brejas de Macalbalis / Bom Jesus Lagoa LCo fluiu energizada independentemente, tendo em vista que o referido trecho não faz parte da recomposição fluente da Área Sobralito. O Agente deverá encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência Atendida	Todas as ações realizadas pela Eletrotécnicos Chef foram coordenadas e autorizadas pelo COSR-NE, sem questionamentos e/ou impedimentos de qualquer natureza. Com a constatação de tensão elevada, a Eletrotécnicos Chef informou ao COSR-NE de que abriu o terminal rede, tendo em vista a recomendação do COSR-NE. Adicionalmente, visando evitar reincidência foi realizado recitagem com a equipe CROE envolvida na recomposição na IO-IR-NE-BMC e IR-BMC1.	DOC-33-Recitagem BMC	Aceta	A análise da CROE, Dessa forma, a preparação da SE Brejas de Macalbalis e as manobras realizadas nos referidos LT não se caracterizam como uma anomalia e é assim deve ser excluído do RAP.
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.49. Informar a causa da atuação da proteção de falha do disjuntor 1517, pertencente ao vão da LT 500 KV Recife II – Sapeá 10517, que delimita os disjuntos 1518/1519/1517/504 da barra de 500 KV da SE Recife II e da barra de 69 KV da SE Recife II, de 15/08/2023 a avaliação do desempenho da proteção, além das providências tomadas para evitar reincidências. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da providência.	Já respondido em 5.1.87. Havia conexão folgada que foi corrigida no mesmo dia durante a recomposição. Foi correta a atuação da proteção de falha do disjuntor 1517, pertencente ao vão da LT 500 KV Recife II – Sapeá II 0517, devido à abertura do LT 500 com arcos de 678ms, que delimita os disjuntos 1518/1519/1517/504 da barra de 500 KV de Recife II.		Aceta	Insere-se a informação na descrição, corrigida a análise de desempenho e referida a providência sobre esta proteção.
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.50. Informar a causa da atuação incorreta da proteção de distância da LT 230 KV Coelho Neto – Teresina CI durante a perturbação do dia 15/08/21 às 08h03min42.28s e as providências tomadas para evitar reincidências. Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP	Exclusão da providência.	Foi analisada a oscilografia, a unidade de medida ficou no limiar da característica de distância no terminal de Teresina e com a condição sistêmica adversa (frequência aproximadamente 52Hz), consideramos essa atuação como correta.		Aceta Parcialmente	Insere-se a informação da proteção atuada na descrição do RAP, porém, para que a atuação seja considerada correta deve ser justificada com indicação de dados de oscilografia e evento. Não foi fornecida a oscilografia de Coelho Neto, foi inserida providência para que sejam avaliados os ajustes das características quadráticas, que estão muito abrangentes no terminal de Teresina. "retardo" tendo em vista que:
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.46. O Agente Chef deverá informar o que causou o retardamento do autorrestabelecimento da UHE Sobralito assim como encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Correção do texto atendimento a Providência	Após autorização do ONS para início do autorrestabelecimento, as BMS4, foram iniciadas as manobras para o autorrestabelecimento da usina de Sobralito. Durante o processo de preparação houve a falha do disjuntor GEI-7, responsável pela alimentação dos CMA, CME e CMO, o qual foi prontamente substituído. Este defeito na alimentação dos Centros de Motores (CM) afetou o funcionamento das motobombas do sistema de regulação de velocidade das unidades geradoras (UG), impedindo a reposição de óleo no baúto acumulador de arêdo, sendo necessário repor a pressão para possibilitar a partida das UG. O disjuntor GEI-7 que apresentou falha, foi instalado e entrou em operação em outubro de 2015. O plano de manutenção preventiva deste equipamento possui periodicidade anual, sendo a última manutenção preventiva executada no prazo em 17.02.2023.		Aceta Parcialmente	É importante ressaltar ainda que, às 09h14, a CHEF informou a finalização do autorrestabelecimento da UHE Sobralito. As CROE e o documento sua referência as diretrizes para a instalação de PMU em parques eólicos e recomposição de instalações, sendo questionado pelo ONS/COSR-NE que uma UG deve ser suficiente para alimentar o serviço auxiliar da usina, assim, partir desta unidade geradora, energizada, em seguida, o barramento da instalação, logo em seguida, o ONS/COSR-NE autoriza a CHEF prosseguir com a manobra de energização da LT 500 KV Ute Gontaga / Sobralito (UG), com as condições da Ute naquele momento, estava autorizada a proceder com essas manobras. No mesmo momento, ONS/COSR-NE autoriza a CHEF prosseguir com a manobra de energização da LT 500 KV Ute Gontaga / Sobralito (UG), que foi prontamente realizada.
CHEF	9.29.4. A CHEF	362	9.29.47. O Agente Chef deverá esclarecer o que causou a dificuldade de sincronismo das unidades geradoras US 05 e US 06 na UHE Sobralito assim como encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes. Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC	Providência atendida	Após autorização do ONS para início do autorrestabelecimento, as BMS4, foram iniciadas as manobras para o autorrestabelecimento da usina de Sobralito. Durante o processo de preparação houve a falha do disjuntor GEI-7, responsável pela alimentação dos CMA, CME e CMO, o qual foi prontamente substituído. Este defeito na alimentação dos Centros de Motores (CM) afetou o funcionamento das motobombas do sistema de regulação de velocidade das unidades geradoras (UG), impedindo a reposição de óleo no baúto acumulador de arêdo, sendo necessário repor a pressão para possibilitar a partida das UG. O disjuntor GEI-7 que apresentou falha, foi instalado e entrou em operação em outubro de 2015. O plano de manutenção preventiva deste equipamento possui periodicidade anual, sendo a última manutenção preventiva executada no prazo em 17.02.2023.		Aceta	Justificativa a referência providência tomada: "A justificativa a referência providência tomada é a seguinte: "Durante a análise de perturbação houve grande dificuldade de utilizar as oscilografias disponibilizadas pelos agentes eólicos e fotovoltaicos. Dessa forma, o documento via informas as diretrizes para configuração de PMU em parques eólicos e fotovoltaicos de respectivas fontes geradoras"
CHEF	9.123. AOS AGENTES GERADORES EÓLICOS	398	9.123.1. Ajustar o disparo dos Registradores Digitais de Perturbação (RDP) dos parques geradores segundo os ajustes de subâmbito, subseqüência e sobre-tenção a serem definidos pelo Operador em documento específico (Requisitos Técnicos de RDP nas usinas eólicas e fotovoltaicas) a ser disponibilizado pelo ONS no SIntegra até o dia 29.09.2023. Prazo: 15/11/2023 Gestor: EGP	Exclui providência	A providência não é pertinente pois o documento específico (Requisitos Técnicos de RDP nas usinas eólicas e fotovoltaicas) não é previsto em procedimento de rede e desta forma não sendo de conhecimento dos agentes visando avaliação das ações e prazo necessários para atendimento. Após emissão do documento sob responsabilidade do ONS, os agentes irão analisar o conteúdo, medidas necessárias e os prazos adequados para atendimento.		Não Aceta	Durante as análises de perturbação houve grande dificuldade de utilizar as oscilografias disponibilizadas pelos agentes eólicos e fotovoltaicos. Dessa forma, o documento via informas as diretrizes para configuração de PMU em parques eólicos e fotovoltaicos de respectivas fontes geradoras"
CHEF	9.123. AOS AGENTES GERADORES EÓLICOS	399	9.123.2. Instalar equipamentos de Medição Sincronizada de Fator (PMU) nos (s) linhas (s) transformadores (s) de conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas com a Rede Básica da usina com instalação de Transmissão de interesse exclusivo de Centros de Geração para Comando Compartilhado (CC), conforme requisitos técnicos, locais a serem definidos pelo ONS em documento específico (Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas). Prazo: entre 08 e 24 meses em função da relevância para o monitoramento do desempenho dinâmico do SM, a ser estabelecido no documento "Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas, disponibilizado pelo ONS no SIntegra até o dia 06.10.2023. Gestor: EGP.	Exclui providência	A providência não é pertinente pois o documento específico (Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas) não foi emitido e desta forma os agentes não podem avaliar o atendimento do prazo. Após emissão do documento sob responsabilidade do ONS, os agentes irão analisar o conteúdo, medidas necessárias e os prazos adequados para atendimento.		Não Aceta	Durante as análises de perturbação houve grande dificuldade para avaliar o desempenho dos parques de agentes eólicos e fotovoltaicos. Dessa forma, o documento via informas as diretrizes para a instalação de PMU em parques eólicos e fotovoltaicos dos respectivos agentes geradores."
CHEF	5.7.2.1.Recomposição da Área Sul	283-284	As DB1030M1, 779 (TD1-4B131) ocorreu o deslocamento automático da LT 500 KV Paulo Afonso IV - Angelim II L6, por atuação das suas proteções de distância em zona 1 no terminal de Paulo Afonso IV e por recepção de transferência de disparo (TD) no terminal de Angelim II. No diagrama R.X é observado que a impedância medida passa "atrás" da barra P. Afonso V, distantes da característica de zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado. Após a contagem do tempo tempo ajuste (T) ocorre o religamento automático dessa linha com sucesso.		Energização do TR 500 / 230 KV da SE Camapari II T2 em desacordo com a IO de Recomposição da Área Usina Paulo Afonso IV - IO-NE-PAQ, item 4.2.1, parágrafo 13.3.		Não Aceta	É importante ressaltar que o Submódulo 5 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNSD: "Toda intervenção de ação de recomposição das áreas de autorrestabelecimento de tensão em linhas de transmissão e áreas, Haverá um processo de planejamento e realização de ações de alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelo Centro de Operação do ONS - COSR-NE"
CHEF	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	46/47	As DB1030M1, 779 (TD1-4B131) ocorreu o deslocamento automático da LT 500 KV Paulo Afonso IV - Angelim II L6, por atuação das suas proteções de distância em zona 1 no terminal de Paulo Afonso IV e por recepção de transferência de disparo (TD) no terminal de Angelim II. Após a contagem do tempo tempo ajuste (T) ocorre o religamento automático dessa linha com sucesso.		O diagrama R é apresentado não corresponde à característica de distância utilizada, nem os ajustes implementados.		Não Aceta	Requer maior esclarecimento para justificar sua atuação.
ALLPAR		3	[EXCLUIRE FIGURA 37] Participantes da análise da Perturbação, no dia 25/08/2023, realizada por vídeo conferência, não é sinalizada a participação da ITR, PARASO TPE e TCC CAMANHO DO CAPE.		A evidência da presença consta na pág. 415, com a presença dos profissionais identificados como Allpar.		Aceta	Reconhece a participação pelas presenças assinaladas na lista de presença como Allpar.
ALLPAR		40	Informação da TPE que a oscilação ocorreu em 08:30:38,779, conforme oscilografia anexa.		O entendimento da TPE que a oscilação ocorreu em 08:30:38,779, conforme oscilografia anexa.		Não Aceta	Os tempos no relatório estão corretos.
ALLPAR		242	possui duas referências cruzadas como		[O print do registro, que foi encaminhado no e-mail, está no incluído no grupo "RAP 15/08/2023 - Edição VERSÃO FINAL"]		Aceta	Já foi corrigido.
AMELUSFT		163	Quanto estava gerando nesse 43 parques geradores eólicos que se desligaram?				Não se aplica	No verdade, os 43 conjuntos eólicos e fotovoltaicos citados nesse item são os que permaneceram ligados, atendendo à Ute formada no sistema Nordeste (o valor de geração eólica está explicitado na Tave 12, no qtd. 2.883 MW nos parques eólicos e 515 MW nos parques fotovoltaicos).
AMELUSFT		167	Tem alguma evidência de curta-circuito (Flashover) no barramento Sobalito a qtd. 576 de UHE ligada - 601 (na fotografia da marca deixada por exemplo)? Além a descrição do evento na UHE Itaipu ficou meio disperso, além do longo da minuto, acho que precisa ser mais bem elaborado e até mesmo explicito este importante fundamento				Aceta Parcialmente	No RAP foi inserida a oscilografia da falha na barra B4 de Itaipu e informação que a barra foi isolada, onde ocorreu o Flashover, e que a SE sobalito a 576 foi isolada e energizada para manutenção. Consideramos estas informações suficientes para análise.
AMELUSFT		171	... e esta falha está incorreta?				Aceta	Texto complementado.
AMELUSFT		172	E seguintes, o Bhameto da região Norte na condição em que a região estava fortemente importadora do SIM não deveria caminhar o bloqueio da transmissão por meio do Bipolo Xingu/Estreito e Xingu/Terminal III. Sabendo que as potências variam bastante no equilíbrio de potência em relação a região Norte.				Não Aceta	No RAP foi inserida a oscilografia da falha na barra B4 de Itaipu e informação que a barra foi isolada, onde ocorreu o Flashover, e que a SE sobalito a 576 foi isolada e energizada para manutenção. Consideramos estas informações suficientes para análise.
AMELUSFT		176 e 177	Quando MW de geração foram repletados por meio da ação de SEP de perda dupla de LT 500 KV Caldas/Ribeiro Gonçalves/SEP 5.81.07				Aceta	Foram desligadas duas máquinas de Sobralito - UG03 e UG04, que estavam gerando 99 MW cada.
AMELUSFT		180	O tempo do deslocamento da LT 500 KV Presidente Dutra - Miranda CI/C2, motivado pelo SEP 4.14.1.11 (Esquema associado à abertura autorizada da LT 500 KV Presidente Dutra - Boa Esperança) deslocado como T1SD não está informado qual foi o tempo. O Diagrama Unifilar apresentado na Figura 11 - Diagrama Unifilar da Região Norte - Nordeste" mostra que uma das duas LT não é mais LT 500 KV Presidente Dutra - Miranda, mas sim LT 500 KV Presidente Dutra - Santo Antonio das Lajes - Miranda				Aceta	Essa informação foi inserida, pois a linha da Miranda não faz parte do SEP.
AMELUSFT	9.1. AO ONS		Assí que não esteja completamente equacionada a questão da resposta dinâmica das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas para o controle de tensão, a definição dos limites de transferência do Nordeste para o SIM por meio das interligações com as regiões Suldeste/Centro-Oeste e Norte deve ser considerada a composição de geração eólica e solar fotovoltaica em relação a hidrelétrica e térmica da região Nordeste				Não Aceta	Os estudos para cálculo de limites de intercorrimento no planejamento da operação elétrica de curto prazo são realizados por meio de contribuições de múltiplos cenários operacionais, com variações dos parâmetros de carga e da composição das usinas de geração exportadoras de energia e da região receptora. Além disso, compõe os estudos a realização de análises de sensibilidade para identificação das principais fontes que afetam o desempenho do SM. Dessa forma, a partir de tais estudos, são estabelecidas diretrizes para a operação que visam estabelecer as condições operativas para que determinado valor de limite possa ser praticado. Na análise das condições e sensibilidades, quando é identificada que a presença de unidades geradoras sincronizadas de determinada usina melhora o desempenho dinâmico do SM para as contingências avaliadas, o ONS estabelece requisitos para que a usina opere com o número de unidades geradoras especificadas. Por outro lado, caso não seja possível atender o número de unidades sincronizadas na usina, de acordo com o requisito indicado, o ONS também estabelece os fatores de redução das limitações operativas para que, nesse caso, a indicação dos requisitos precisa ser esperada para a usina, no conjunto de usinas, em questão, de modo que a melhoria de desempenho seja efetiva. Como exemplo de diretrizes específicas para um conjunto de usinas, o ONS adota um requisito do número de mínimo de unidades geradoras (UG) encorajadas nas UHE Serra da Mesa, Pico Antão e Lepião para que em caso de perda de um Bipolo Xingu as usinas contribuam no desempenho de tensão da interligação Norte/Suldeste. Caso o número de UG não possa ser praticado, o ONS adota limites mais restritivos de FREQ e PFR/NEC. O requisito de suporte de tensão precisa ser alocado nas usinas pois a presença de geração de outras UHE ou UTEs nas linhas do Nordeste ou Norte não são contribuído de forma equivalente para o desempenho dinâmico dessa interligação. Ante a respeito, o ONS informa que na realização dos estudos de planejamento elétrico de curto prazo são estabelecidos limites de intercorrimento e diretrizes operativas levando em consideração a composição da geração de fontes de geração do Nordeste.

Parecer do ONS referente aos comentários encaminhados para minuta do RAP da perturbação de 15/08/2023 às 08h30min

Empresa	Item do relatório referente ao comentário	Página do relatório onde está o texto no relatório	Texto original	Proposta de alteração	Justificativa da alteração	Anexo	Parecer ONS	Justificativa/Comentário ONS	
AMEL/SFT	5 - Recomposição		No processo de recomposição fíquel com a impressão de que vem sendo apresentada uma sequência lógica das normalizações dando ênfase para a sequência de desligamentos, e em dado momento em diante há uma falta de informação quanto aos eventos restantes, como por exemplo na recomposição do sistema Tucuruí/Macajuba/Mauas que vai sendo desfeito LT por LT, até a subestação Orizânia, depois para de falar no assunto e só aparece o fechamento do paralelo de Mauas com o SM na SE Leblung. Para este RAP, dado o tempo bastante exigido para fechamento da versão final do relatório, entendemos não ser mais viável a implementação destas modificações, no entanto, precisamos melhorar este procedimento para os próximos RAPs.					Para um melhor entendimento do processo de recomposição, foi elaborado em várias frentes distintas, que se complementam em determinado momento. No caso da recomposição do sistema Tucuruí/Macajuba/Mauas citada, a descrição está separada por frentes distintas, sendo uma a recomposição da área Mauas, outra a recomposição da área Macajuba e outra a recomposição da área Tucuruí, que se complementam, não havendo necessidade de repetir os eventos em comum.	
AMEL/SFT	9.1. AO ONS		Estudar a necessidade de atualização tecnológica, modernização, substituição dos relés que compõem as funções de Proteção de Faltas de Discreções Instaladas nos Terminais Norte/Nordeste, Norte/Suldeste e Nordeste/Suldeste					Aceta Parcialmente	Há uma provisão para reavaliação dos ajustes das PPS em função da nova base de dados de transitórios eletromecânicos. A partir dessa revisão, pode ser necessário indicar alguma substituição na modernização.
AMEL/SFT	9.1. AO ONS		Conforme comentado pela SFT na reunião de finalização no ONS no dia 31/03/2023, ONS verificar a necessidade de interação com Agente (talvez por meio de mensagem estruturada) para auxiliar na identificação de perturbação geral na instalação e necessidade de preparação de instalações para o processo de recomposição					Não Aceta	De acordo com o Subitem 5.8 dos Procedimentos de Rede, "5.4. Uma perturbação geral para uma instalação, subestação ou rede é caracterizada quando não há tensão em todos os terminais das suas linhas de transmissão." Uma vez caracterizada a perturbação geral para a instalação, independentemente da extensão da perturbação, o agente deve imediatamente iniciar a preparação para o recebimento de tensão ou envio de tensão, oferecendo máxima de acordo com as instruções de operação do ONS. O objetivo dessa atribuição de responsabilidades nos Procedimentos de Rede é justamente dar agilidade e segurança ao processo de recomposição. Cada perturbação pode resultar em uma configuração distinta para o sistema, com algumas subestações energizadas e outras desenergizadas. Se cada subestação tratada desenergizada ficasse aguardando o ONS realizar o estendido da perturbação e preparar uma mensagem estruturada definindo quais as subestações devem se preparar para a recomposição, haveria um enorme atraso para o início do processo de recomposição. Nesse sentido, entendemos que os procedimentos constantes nas instruções de operação das instalações da rede de operação já contemplam a atender ao objetivo, diante de uma perturbação geral, de caracterizar a necessidade de preparação das suas instalações.
AMEL/SFT	9.1. AO ONS		Estudar a possibilidade de implementação de ferramentas de simulação para verificação do desempenho de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, possibilitando a validação dos modelos encaminhados pelos Agentes					Aceta Parcialmente	Há uma provisão endereçada aos agentes eólicos e fotovoltaicos solicitando o envio de modelos validados contra ensaios de campo considerando a ferramenta de simulação de transientes eletromagnéticos FEMTD, que garante uma melhor representatividade dos controles dessas fontes. Adicionalmente, o ONS em conjunto com o CEPEL está desenvolvendo o programa ANAFWDC que permitirá a verificação do desempenho de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	20	O desligamento foi provocado pela atuação acidental da lógica de fechamento sob falta (Switch Outo Fault – SOTF) do sistema de proteção principal do terminal de Quaiada da linha de transmissão.	O desligamento foi provocado pela atuação incorreta da lógica de fechamento sob falta (Switch Outo Fault – SOTF) do sistema de proteção principal do terminal de Quaiada da linha de transmissão.	A SFT considera que a atuação da função de proteção SOTF foi incorreta e não acidental, uma vez que a mesma nem deveria estar habilitada para a condição de operação normal da LT			Não Aceta	O critério de classificação estatística relacionado às atuações acidentais dos sistemas de proteção está descrito abaixo: "A atuação é classificada como acidental quando a função de proteção atua sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, ou seja, quando não há sua devida solicitação. Normalmente, este tipo de atuação é consequência de fatores externos que venham a interferir no seu desempenho normal, tais como erros humanos, falhas ou defeitos em relés, problemas na fiação de entrada dos TCS e THs, miraflex, objetos estranhos no painel, etc." A diferença entre a classificação de atuação "correta, incorreta, recusa" e "acidental" é ter ocorrido ou não, no momento da sua atuação, uma falha ou anormalidade no sistema elétrico de potência. Na atuação ocorrida na perturbação, a LT estava em condições normais de operação.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	24	Resalta-se que não foi gerada oscilografia deste evento, visto que o oscilógrafo estava desligado para manutenção e a partida da oscilografia no relé não estava configurada.		Solicitar esclarecimento da transmissora do motivo que a oscilografia do relé não estava configurada uma vez que o ROP estava fora de operação, e informar qual o número da ordem de serviço 703 para a manutenção do oscilógrafo e desde quando esse oscilógrafo estava indisponível e qual a data prevista de retorno informando se foi configurada a oscilografia no relé.			Aceta	Agente Eletrotorneio habilitou a partida de oscilografia da PPS de Presidente Dutra no IED da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança no momento da perturbação, porém não indicou como providência tomada a troca do ROP afetado, desde quando o equipamento estava indisponível o S.O do serviço, conforme informado pelo agente.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	25	Essa condição operatória fez com que a impedância medida pelos IED (Intelligent Electronic Devices) de proteção do terminal de Presidente Dutra se aproximasse do zero (Zero na Realização do Diagrama de Impedância R-X, atingindo o blindar de atuação da função de perda de sincronismo PPS (função BDOT – disparo por oscilação de potência) desta terminal de linha. Essa aproximação ocorreu de uma forma lenta (55 QV), ou seja, abaixo da velocidade ajustada (1.500 QV) para discriminar curto-circuito de oscilação de potência.		Solicito esclarecer como o relé onde está implementada a função BDOT(PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, diferencia uma oscilação instável e de uma oscilação estável sendo que o relé citada MCOM PAD 3 tem uma característica de impedância e a aproximação ocorre de forma lenta (55 QV)? Duta pergunta: Foi correta a atuação de trip da função BDOT(PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança para esse tipo de oscilação de potência que ocorreu?			Aceta	Atualmente esse relé não realiza essa diferenciação.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	25	Desta forma, as condições para a atuação da lógica da PPS foram atendidas e a sua atuação acionou o Sistema Especial de Proteção (SEP) – ECE 4.14.10, instalado na SE Presidente Dutra, que provoca, além da abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, a abertura a instalação de LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina C2 e C3. Com o objetivo de obter a interligação Norte/Nordeste na Subestação Presidente Dutra 500 kV, Esta SEP também comanda a abertura da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2, com objetivo de controle de tensão nessa situação de separação do Nordeste.		Solicito informar se o (SEP) – ECE 4.14.10, instalado na SE Presidente Dutra, abriu todas as linhas que estavam previstas para serem abertas? O desempenho dessa SEP foi correto?			Aceta	Sim, o desempenho do SEP foi correto. Abriu todas as linhas envolvidas. O número correto dessa SEP é 4.14.11. Estava incorreto na minuta do RAP.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	32	A Figura 18, a seguir, mostra as características de atuação da PPS e a resposta da impedância medida no terminal de Miracema. O disparo da função é observado após a impedância atingir o blindar interno, com velocidade de aproximadamente 400 QV (ajustado para atuar no caso de velocidade abaixo de 1.500 QV). Todavia, de acordo com a oscilografia, os pontos de atuação dos blindares externo e interno não estão correspondendo aos ajustes recomendados no relatório de estudos, sendo necessária uma revisão dos parâmetros implementados no IED.		Foi solicitada da transmissora esclarecimentos sobre os ajustes de dessa PPS não estar de acordo com os estudos?			Aceta	Foi solicitada a correção do problema
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	43	Esta linha possui proteção de disparo por oscilação de potência BDOT-PPS habilitada, porém os ajustes das temporizações que discriminam oscilação de potência de curto-circuito (OSTD) e que discriminam oscilação de potência instável de acidental (OSBI), estão com os valores muito próximos (OSTD=40ms e OSBI=30ms). O ajuste recomendado pelo ONS no relatório de estudos foi OSBI=1s, desta modo, a TASA deverá avaliar e corrigir estes ajustes, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis. A Figura 33, apresentada a seguir, mostra a impedância medida no terminal de Ribeiro – Gonçalves e as características de operação da função BDOT-PPS. Observa-se que a impedância atrevida os blindares da função, sendo a primeira travessia em 337,8 ms e a segunda travessia em 58,2 ms, e por conta dos ajustes implementados, ela não atua. Desta forma, a impedância continua sua travessia, com formação de centro elétrico em outras linhas de 500 kV da região.		Foi solicitada da transmissora esclarecimentos sobre os ajustes de dessa PPS não estar de acordo com os estudos?			Aceta	Foi solicitada a correção do problema
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	90	AO 08h30min41,976s (T0=0,030s) ocorreu a atuação do esquema de religamento automático da LT 500 kV Quaiada – Fortaleza II, cujo desligamento deu origem a perturbação. Conforme já foi relatado anteriormente, essa linha desligou pela atuação acidental de sua função de fechamento sob falta (SOTF), que estava habilitada com um erro de implementação.	Sugiro colocar a atuação incorreta da função de proteção SOTF e não acidental.	A SFT considera que a atuação da função de proteção SOTF foi incorreta e não acidental, uma vez que a mesma nem deveria estar habilitada para a condição de operação normal da LT			Não Aceta	O critério de classificação estatística relacionado às atuações acidentais dos sistemas de proteção está descrito abaixo: "A atuação é classificada como acidental quando a função de proteção atua sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, ou seja, quando não há sua devida solicitação. Normalmente, este tipo de atuação é consequência de fatores externos que venham a interferir no seu desempenho normal, tais como erros humanos, falhas ou defeitos em relés, problemas na fiação de entrada dos TCS e THs, miraflex, objetos estranhos no painel, etc." A diferença entre a classificação de atuação "correta, incorreta, recusa" e "acidental" é ter ocorrido ou não, no momento da sua atuação, uma falha ou anormalidade no sistema elétrico de potência. Na atuação ocorrida na perturbação, a LT estava em condições normais de operação.
AMEL/SFT	3. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	100	Retirar o texto LT 230kV, está a mais no texto					Aceta	Texto corrigido.
AMEL/SFT	5. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	190	5.1.1 *Foi iniciada a primeira atuação da proteção de fechamento sob falta (Switch Outo Fault – SOTF) do terminal da SE Quaiada da LT 500 kV Quaiada – Fortaleza II durante a operação normal da linha. A referida proteção atuou sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, por erro de implementação de lógica.	5.1.1 *Foi iniciada a primeira atuação da proteção de fechamento sob falta (Switch Outo Fault – SOTF) do terminal da SE Quaiada da LT 500 kV Quaiada – Fortaleza II durante a operação normal da linha. A referida proteção atuou sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, por erro de implementação de lógica.	A SFT considera que atuação da proteção SOTF foi incorreta tanto na primeira quanto na segunda atuação, uma vez que a mesma nem deveria estar habilitada e foi implementada errada. Usar o termo acidental traz a gravidade do problema e transparece que não houve culpa ou responsabilidade por parte da transmissora que implementou e torceamente testou esta proteção. Sugierimos colocar o mesmo termo de atuação incorreta para o item 5.1.1 e 5.1.2			Não Aceta	O ONS, em suas análises estatísticas, considera que as atuações acidentais também refletem um desempenho inadequado dos sistemas de proteção. Os agentes também são avaliados por indicadores de aderência das suas sistemas, bem como são recomendados a realizar ações corretivas e preventivas nos mais diversos relatórios do ONS (Sintese Gerencial, RAP e Relatórios Estatísticos).
AMEL/SFT	5. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	194	*5.1.17. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretenso dos equipamentos citados a seguir, por falta de dados. São os seguintes equipamentos: LT 500 kV Itambé III – Presidente Juscelino CI, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Itambé III, LT 500kV Anjos II – Praxopos II CI, LT 500kV Anjos III – Praxopos CI, LT 500 kV Buritama – Quaiada Nono II CI, Banco de Capacitores de 230 kV (D4H1) – SE Recife II, Banco de Capacitores de 230 kV (D4H1) – SE Recife II, LT 500kV Barro Preto II – Rio das Ostras CI, LT 500 kV Igaporé III – Ananias II (L7), LT 500 kV Casa Mirim II – João Câmara III (C2) (D4H4), LT 500 kV Casa Mirim II – João Câmara II (C1) (D5), LT 500kV Jaraguá II – João Câmara II (C1), TR 300kV B4T4 (D4T1) – SE Capão, LT 500 kV Tangará – Sobral III (C1) (D5V), LT 338 kV Inel – Projeto Codemaf (Banco) (D4H2, Reator 33,8 kV D1E2 – SE Teresina, LT 338 kV Currais Novos II – Santana dos Matos (D4H1), LT 338 kV Currais Novos I – Santa Cruz (D3M2), LT 500 kV Genta do Ouro I – Ouralândia II (C1), LT 500 kV Buritama – Genta Curu II (C1), LT 500 kV Recife II – Supae II (D4L7), Reator 330 kV D4E1 – SE Teresina, LT 300 kV Jardim – Campaia IV (D5V7, LT 300 kV Casa Mirim II – Campaia Grande (D4L2), LT 300 kV Açu II – Quaiada CI, LT 500kV Morro do Chapéu II – Ouralândia II (C1), LT 500 kV Sobral III – Tangará II (D5V5P7, LT 500 kV Ananias II – Pezom II S97, LT 230 kV Itabana – Itabainópolis CI (C3), LT 500 kV Açu II – Quaiada CI, LT 500kV Quaiada – Miraflex (D5V5), LT 500 kV Casa Mirim II – João Câmara II (C1) (D5A4), LT 500 kV Casa Mirim II – João Câmara II (C1) (D5L1), LT 500 kV Recife II – Supae II (D5L7), Reator 230 kV D4E1 – SE Teresina, LT 500 kV Jardim – Campaia IV (D5V7, e LT 500 kV Casa Mirim II – Campaia Grande II (D4L2).		Foi criada alguma providência para saber os motivos da falta de dados desses tanto de equipamentos que não foram possíveis analisar o desempenho da proteção?			Aceta	Is foi criada providência para fornecimento dos dados faltantes.
AMEL/SFT	5. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	196	*5.1.17. Foram acidentais os desligamentos automáticos das unidades geradoras 46, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio pelas atuações das proteções de energia indesejada (DDEI), uma vez que o IED processou grandezas analógicas imprecisas, em função da frequência do sistema AC-RD apresentar valores de frequência acima da faixa de 14,9 Hz.	*5.1.17. Foram incorretos os desligamentos automáticos das unidades geradoras 46, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio pelas atuações das proteções de energia indesejada (DDEI), uma vez que o IED processou grandezas analógicas imprecisas, em função da frequência do sistema AC-RD apresentar valores de frequência acima da faixa de 14,9 Hz.	Está correto por serem desligamentos acidentais se o relé processou grandezas analógicas imprecisas, nem seria mais adequado desligamentos incorretos uma vez que o relé que se capta de processar adequadamente as grandezas e a lógica.			Aceta	Considerando que havia uma variação de frequência no sistema elétrico e que a precisão desta função é afetada por esta variação quando fora de fase estabelecida, o desempenho desta função não é considerado incorreto.
AMEL/SFT	5. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	196	*5.1.18. Foi correta a atuação de proteção para a falta no sistema de refratamento do Compensador Estático da SE Orizânia durante os procedimentos de UPS em manter a tensão de alimentação do sistema de refratamento.		Foi criado alguma providência para esclarecer pq a UPS foi incapaz de manter a tensão e fazer atuar a proteção para falta no sistema de refratamento de CE ?			Aceta	A UPS estava em falta na placa inversora e a tensão já foi reparada através do SGI OAS 128-23, conforme descrito no RAP.
AMEL/SFT	5. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	197	*5.1.76. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de distância e de sobretenso das LT 230 kV Barabau – Aquiluz II (D4C), D4C7 e D4C8 durante os seus desligamentos por falta dos ajustes das proteções citadas.		Essa e diversas outras proteções que não puderam ser avaliadas o seu desempenho por falta de ajuste ou outros dados enviados pelos agentes serão avaliadas na versão final do RAP?			Aceta Parcialmente	Parte das informações foram enviadas e inseridas no RAP as demais foram abertas providências.