



## **GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

### **DESAFIOS NA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO ASSOCIADO AO SISTEMA HVDC DA SE XINGU**

**IGOR DE SIQUEIRA CARDOSO(1); SERGIO LUIZ DE AZEVEDO SARDINHA(1); EDUARDO DE MEDEIROS BRANDI(2); EDSON FERREIRA DE OLIVEIRA(1); VICTOR ARGEMIL TEIXEIRA(3); THIAGO VERISSIMO LEANDRO  
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS(1); BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA(2); SGBH(3)**

#### **RESUMO**

Este trabalho tem como objetivo apresentar o Sistema Especial de Proteção associado ao sistema de transmissão em corrente contínua da SE Xingu após sua última adequação, com foco nos aspectos de implantação, infraestrutura e testes de comissionamento. Este sistema, que tem como principais objetivos prevenir a perda de sincronismo entre subsistemas do Sistema Interligado Nacional e sobrecargas em importantes linhas de transmissão de 500 kV, é atualmente um dos mais complexos e de maior importância para a segurança operacional do SIN, sendo resultado do esforço conjunto de concepção e implantação do ONS e de nove agentes de transmissão e/ou geração.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Sistema Especial de Proteção, SEP, SPS, HVDC, CCAT

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A transmissão a longas distâncias da energia gerada em aproveitamentos hidrelétricos de grande porte vem lançando mão da tecnologia de transmissão em corrente contínua em alta tensão (CCAT, ou do inglês, HVDC). Para o escoamento da geração da usina hidroelétrica de Belo Monte (11.000 MW), no rio Xingu, existem dois bipolos de corrente contínua em tensão  $\pm 800$  kV, com capacidade máxima nominal de transmissão de 4.000 MW cada, denominados bipolos Xingu – Estreito (Bipolo 1) e Xingu – Terminal Rio (Bipolo 2), além de diversas linhas de transmissão em 500 kV em corrente alternada (CA), que formam a interligação Norte – Sudeste. Salienta-se que esta rede CA contará com reforços no ano de 2021, outrora previstos para entrar em operação em conjunto com a UHE Belo Monte, mas que sofreram atrasos.

Para viabilizar a conexão das primeiras unidades geradoras da UHE Belo Monte sem os referidos reforços, minimizando as restrições de despacho nesta usina, foram definidas ações complementares de controle e proteção sistêmica, baseadas em Sistemas Especiais de Proteção – SEP. Para esta configuração inicial, as ações tiveram como foco a hipótese de contingências simples e duplas na LT 500 kV Tucuruí – Xingu e de contingências duplas na Interligação Norte – Sudeste.

Com a entrada em operação do primeiro bipolo de corrente contínua (de propriedade do agente BMTE) em dezembro de 2017, interligando as subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG), as restrições para despacho das usinas da região Norte foram minimizadas. Entretanto, permaneceram problemas importantes associados à deficiência da rede CA em 500 kV para o horizonte em questão, como consequência dos problemas na sua expansão. Por esse motivo, foi necessária a revisão do SEP, considerando a nova configuração do Sistema Interligado Nacional (SIN) com as interligações CA e CC em paralelo. Esse esquema entrou em operação em fevereiro de 2018 e levava em consideração as ações de alteração de ordem de potência no Bipolo 1 e as consequências de seu bloqueio.

Com a entrada em operação comercial do segundo bipolo de corrente contínua (de propriedade do agente XRTE), interligando as subestações de Xingu e Terminal Rio (RJ), no âmbito dos estudos pré-operacionais desse empreendimento, o SEP foi reestudado para a nova configuração, considerando a interação das ações de ambos os bipolos, coordenados pelo Controle Mestre, tendo como foco a máxima utilização dos sistemas de transmissão paralelos CA e CC, respeitados os requisitos de desempenho dinâmico e segurança elétrica do SIN. O presente artigo trata das lógicas e aspectos de implantação dessa nova configuração do SEP, que entrou em operação simultaneamente ao Controle Mestre em julho de 2019, ambos de responsabilidade do agente XRTE.

A FIGURA 1 apresenta o diagrama eletrogeográfico parcial do SIN, com a rede de 500 kV considerada para o SEP e os bipolos 1 e 2 de transmissão em corrente contínua associados à SE Xingu.

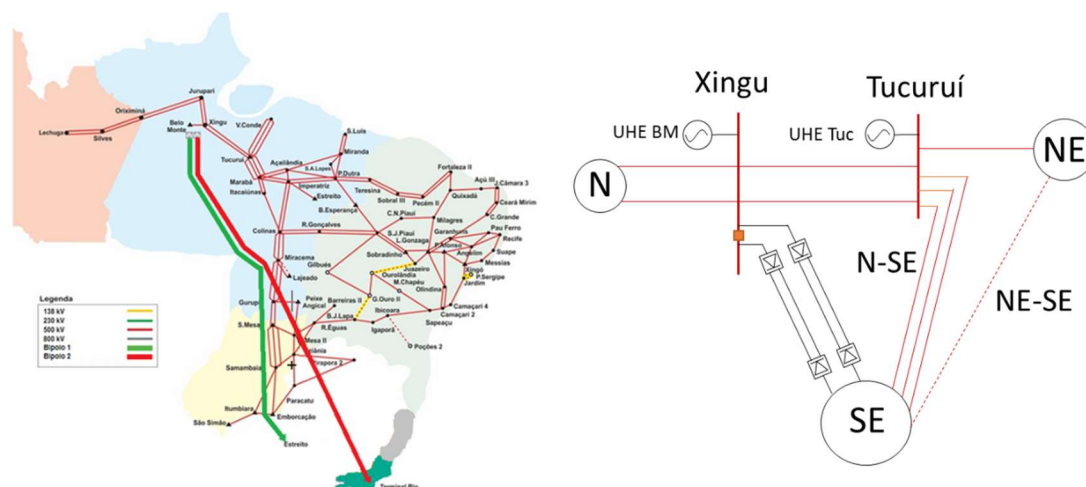


FIGURA 1: Sistema de transmissão associado à SE Xingu e diagrama simplificado.

O SEP do sistema HVDC associado à SE Xingu é hoje um dos mais complexos e de maior importância para a segurança operacional do SIN, tendo seu processo de implantação contado com o trabalho coordenado de diversos agentes, entre eles XRTE, BMTE, NESA, LXTE, State Grid, Furnas, Intesa, Taesa e Eletronorte, ao longo dos anos de 2016 a 2019. Além de sua complexidade, este sistema, atualmente, também é o maior em abrangência territorial e número de subestações envolvidas. Em especial, isso ocorre devido a uma das lógicas (Lógica 3) necessitar do fluxo de referência FNS (Fluxo Norte-Sudeste), composto pelo somatório dos fluxos das LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1/C2 e Serra da Mesa – Serra da Mesa II, e outra lógica (Lógica 4) buscar informações do SEP associado à Interligação N-SE, na SE Serra da Mesa, realizando ações coordenadas com este quando de contingências nesta interligação.

Este esquema tem como principais objetivos evitar sobrecargas inadmissíveis na LT 500 kV Xingu – Tucuruí, evitar condição de instabilidade devido a excessiva injeção de potência nas interligações CA e garantir o equilíbrio carga-geração na região Norte em condições de isolamento desse sistema pela rede CA.

## 2.0 - LÓGICAS DO SEP

O SEP conta com seis lógicas principais, divididas em 12 sub-lógicas, que consideram todos os cenários possíveis de sentidos de fluxo de potência dos bipolos, da LT 500 kV Xingu-Tucuruí, que conecta o subsistema Norte ao SIN, e da Interligação Norte-Sudeste, bem como o sentido de transmissão dos Bipolos. Ressalta-se que todas as lógicas e ações do SEP passaram a ser centralizadas a partir do Controle Mestre, uma vez que possuem uma estrita relação com as lógicas de controle inerentes a este sistema.

Para realizar suas funções, o esquema do sistema HVDC associado à SE Xingu prevê ações de corte de geração nas UHE Belo Monte e UHE Tucuruí, bem como comandos de alteração da ordem de potência dos Bipolos 1 e 2, enviados pelo Controle Mestre na SE Xingu, podendo ser de redução (*run-back*) ou aumento (*run-up*) de potência. Os seguintes conjuntos de contingências são considerados para as lógicas que compõem este SEP:

- 1) Contingências simples na LT 500 kV Xingu – Tucuruí (Lógica 1)
- 2) Contingências duplas na LT 500 kV Xingu – Tucuruí (Lógica 2)
- 3) Perda de bipolo ou do último polo de um dos bipolos associados à SE Xingu (Lógica 3)
- 4) Contingências externas aos bipolos associados à UHE Belo Monte (Lógica 4)
- 5) Perda de Unidades Geradoras na UHE Belo Monte (Lógica 5)
- 6) Isolamento do Bipolo 1 do sistema CA (Lógica 6)

A seguir serão brevemente apresentadas as lógicas 1, 2, 3 e 4 deste SEP.

## 2.1 Lógicas 1 e 2 – Lógicas de Perda Simples e Perda Dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí

A Lógica 1 visa evitar sobrecarga no circuito remanescente quando da ocorrência de perda simples na LT 500 kV Xingu – Tucuruí. Para tal, deve ser realizada uma ação de *run-up* ou *run-back* no Bipolo 1, a depender do sentido do fluxo de potência nestas linhas, para limitar o fluxo no circuito remanescente em 2600 MW, correspondente ao limite de sobrecarga de curta duração de um circuito. A ação de *run-up* poderá ser complementada com ação de corte de máquinas na UHE Belo Monte.

Quando da perda dupla da referida linha, por outro lado, a área Manaus/Macapá e a UHE Belo Monte ficarão interligadas de modo assíncrono ao SIN através dos bipolos, devendo-se tomar medidas para garantir a estabilidade desta ilha elétrica. Nesse sentido, a Lógica 2 promove ações de *run-up* ou *run-back* em montante igual ao fluxo prévio total nos circuitos da LT Xingu-Tucuruí, podendo a ação de *run-up* ser complementada pelo corte de geração na UHE Belo Monte.

O fluxo prévio de potência ativa na LT 500 kV Xingu – Tucuruí C1 e C2 é medido na SE Xingu e o estado das linhas é obtido através do monitoramento, em ambos os terminais, da posição consistida de chaves seccionadoras e disjuntores, além de trip por proteção ou recepção de TDD no terminal Xingu.

Salienta-se que, para essas lógicas, será considerado o limite de sobrecarga de longa duração (30 minutos) de 2660 MW/polo, ou 133% da potência nominal, para a margem de *run-up*, salvo o caso de ser imposta outra limitação operacional.

As Lógicas 1 e 2 se dividem em sub-lógicas, a depender do sentido do fluxo da LT 500 kV Xingu-Tucuruí e do Bipolo 1 (Norte exportador ou Sudeste exportador), conforme a FIGURA 2. Na FIGURA 3 encontra-se um exemplo de lógica do SEP.

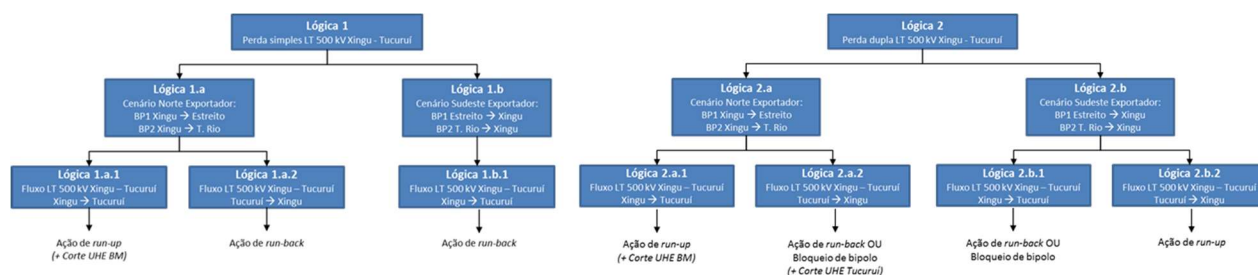


FIGURA 2: Sublógicas das Lógicas 1 e 2.

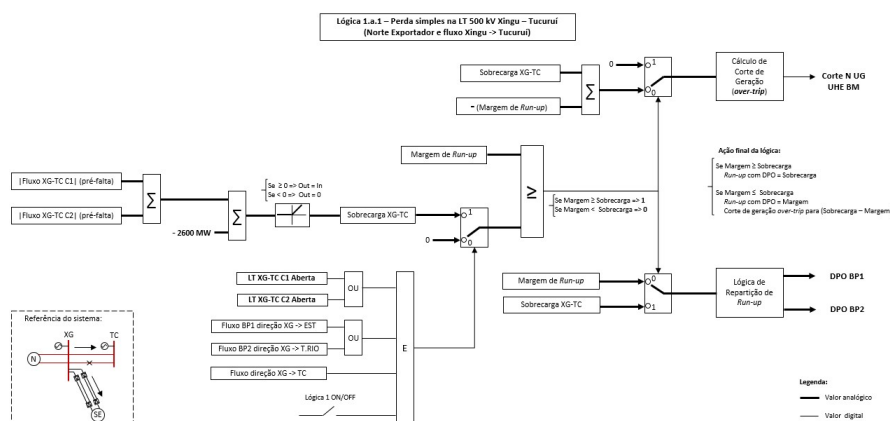


FIGURA 3: Exemplo de lógica do SEP (Lógica 1.a.1)

## 2.2 Lógica 3 – Lógica de Perda de bipolo ou do último polo de um dos bipolos associados à SE Xingu

Esta é a lógica de maior criticidade do SEP, tendo como premissa o cenário Norte Exportador (fluxo dos bipolos no sentido Xingu → Estreito e Xingu → Terminal Rio).

Nesse cenário, as contingências internas a um dos bipolos que levam ao seu bloqueio ou bloqueio de seu último polo em operação produzirão a elevação instantânea do fluxo na interligação Norte-Sudeste, podendo levar à perda de sincronismo entre os sistemas das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, com a consequente atuação das proteções de perda de sincronismo das interligações Norte-Sudeste e Sudeste-Nordeste. Neste caso, a ação promovida é de corte de geração na UHE Belo Monte, podendo ser complementada com corte de geração na UHE Tucuruí.

A Lógica 3 é inicializada com a recepção de bloqueio protetivo ou ESOF (*Emergency Switch-off*), sinal emitido pelo controle de estação dos bipolos e informado ao Controle Mestre, que representa todas as atuações de funções de controle ou proteção que levam ao bloqueio do bipolo ou de seu último polo.

A ação principal da Lógica 3 é o corte de geração na UHE Belo Monte, com a opção *over-trip* (número de unidades a serem rejeitadas arredondado para o valor inteiro superior). O número de máquinas a serem cortadas é determinado em função da Potência CC Perdida no sistema HVDC (diferença entre a ordem de potência do bipolo bloqueado e a potência assumida pelo bipolo remanescente) e do patamar de fluxo prévio na interligação Norte-Sudeste (FNS), recebido da SE Serra da Mesa através de duas rotas de comunicação redundantes utilizadas para o SEP.

O número de máquinas a serem cortadas na UHE Belo Monte em função dos patamares de FNS é definido pela TABELA 1. O valor do fluxo FNS recebido na SE Xingu é analógico, porém no SEP é enquadrado em três patamares: menor ou igual a 1500 MW, entre 1500 e 3000 MW e maior que 3000 MW. O FNS é enviado através dos IED principal e alternado na SE Serra da Mesa 1 e 2 por rotas distintas, porém é recebido na SE Xingu pelas duas cadeias do SEP / Controle Mestre, onde os valores são comparados e o menor é descartado.

O montante de corte de geração em MW é convertido em número de máquinas pelo CLP S7-400 na SE Xingu, que recebe informações da UHE Belo Monte do número de máquinas sincronizadas, potência das máquinas e fila de corte, através dos painéis de interface com as unidades geradoras, onde está instalado o IED ET-200M (FIGURA 5). O CLP S7-400 envia à usina comando de corte de unidades geradoras específicas, conforme a fila de corte, sendo o corte máximo limitado em 7 unidades geradoras.

Caso o montante disponível para corte na UHE Belo Monte seja insuficiente, é enviado um sinal para corte de geração de 2 ou 4 UG para a UHE Tucuruí. A Lógica 3 calcula a diferença entre o montante comandado de corte e o despacho total da UHE Belo Monte e, caso essa diferença seja positiva e menor que 611 MW (potência nominal de uma máquina de Belo Monte), é comandado o corte de 2 UG na UHE Tucuruí. Caso seja maior que 611 MW, é comandado o corte de 4 UG.

TABELA 1: Tabela de corte de geração na UHE Belo Monte pela Lógica 3.

Potência CC Perdida (MW)	Corte de Geração - UHE Belo Monte (MW)		
	FNS ≤ 1500 MW	1500 < FNS ≤ 3000 MW	FNS > 3000 MW
MW ≤ 0	0	540	540
0 < MW ≤ 50	0	1080	1080
50 < MW ≤ 100	0	1080	1620
100 < MW ≤ 250	0	1620	2160
250 < MW ≤ 400	0	2160	2160
400 < MW ≤ 600	0	2160	3240
600 < MW ≤ 800	540	2700	3240
800 < MW ≤ 1000	540	3240	3780
1000 < MW ≤ 1200	1080	3780	3780
1200 < MW ≤ 1600	1620	3780	3780
1600 < MW ≤ 2000	2160	3780	3780
2000 < MW ≤ 2400	2700	3780	3780
2400 < MW ≤ 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780

Salienta-se que a Lógica 3 possui requisito de tempo de atuação máximo de 150 ms para prevenção de instabilidade dinâmica, desde o bloqueio de bipolo ou de seu último polo até o corte da última unidade geradora, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores das unidades. Adicionalmente, é considerado o limite de sobrecarga de curta duração (5 segundos) de 3000 MW/polo, ou 150% da potência nominal, para margem de *run-up*, salvo o caso de ser imposta outra limitação operacional.

### 2.3 Lógica 4 – Contingências externas aos bipolos associados à UHE Belo Monte

Esta lógica promove ações de *run-up* nos bipolos, podendo ser complementado com corte de geração na UHE Belo Monte para contribuir com a eliminação de sobrecargas nos circuitos remanescentes da interligação N-SE quando de perdas duplas, em complementação ao SEP existente da interligação.

O SEP existente da interligação N-SE tem como unidade de processamento central um CLP na SE Serra da Mesa, sob responsabilidade do agente Furnas. Este equipamento fornece três sinais digitais aos IED do SEP instalado nas SE Serra da Mesa I e II, denominados Sinais 1, 2 e 3, que são enviados ao SEP/Controle Mestre na SE Xingu por meio das rotas de comunicação do SEP. Esses sinais comandam ações de *run-up* com diferentes montantes no SEP do sistema HVDC de Xingu.

O Sinal 1 é o de maior criticidade, sendo enviado pelo CLP de Serra da Mesa quando o FNS está no cenário Norte Exportador, quando da ocorrência de perda de grandes blocos de geração na região Sudeste ou de bipolo do elo de transmissão em corrente contínua do complexo gerador do Rio Madeira que levem à sensibilização de uma função de detecção de oscilação de potência instalada na SE Gurupi com a finalidade de detectar esta contingência.

No SEP da interligação N-SE existem diversas lógicas que comandam o corte de unidades geradoras na UHE Tucuruí, além de Serra da Mesa, Estreito, Lajeado e Peixe Angical. Todas as lógicas que comandam o corte de 4 unidades geradoras na UHE Tucuruí nesse SEP gerarão o Sinal 1.

Além de serem realizados os cortes de geração necessários (incluindo 4 UG na UHE Tucuruí) pelo SEP da interligação através da rota de comunicação existente na rede CA, a recepção do Sinal 1 pelo SEP/Controle Mestre na SE Xingu, de forma redundante, comanda o corte de geração de 4 UG na UHE Tucuruí via o canal de comunicação de SDH entre as SE Xingu e Tucuruí. O Sinal 1 comandará adicionalmente a ação de *run-up* de 1000 MW no Controle Mestre, a ser distribuído entre os bipolos. Caso não haja margem de *run-up* suficiente, para o montante restante será realizado corte de geração na UHE Belo Monte, com a opção *over-trip*.

### 3.0 - INFRAESTRUTURA DO SEP

#### 3.1 Controle Mestre do sistema HVDC de Xingu

O Controle Mestre dos bipolos de corrente contínua encontra-se instalado na estação conversora do Bipolo 2 na SE Xingu. Conforme indicado na FIGURA 4, as funções do Controle Mestre são divididas por IED distintos, instalados no mesmo painel, denominados Controle de Estabilidade (MC-SC – Stability Control) e Controle de Coordenação (MC-CC – Coordination Control). As seis lógicas do SEP encontram-se implantadas no MC-SC, que recebe todas as entradas necessárias para seu funcionamento.

Além de processar as lógicas do SEP, o MC-SC é responsável por receber e enviar ao controle dos bipolos todas as informações e ações de alta velocidade, sejam do SEP ou inerentes ao controle do sistema de transmissão HVDC (mesmo que o SEP esteja desligado). Como exemplo, o MC-SC recebe de cada bipolo o valor de *Maximum Power Capability* (capacidade de potência máxima possível de ser transmitida pelo Bipolo), ordem de potência, sinal de *trip* (bloqueio), além de enviar comandos de bloqueio de bipolo e transferência de potência, no caso de perda de bipolo.

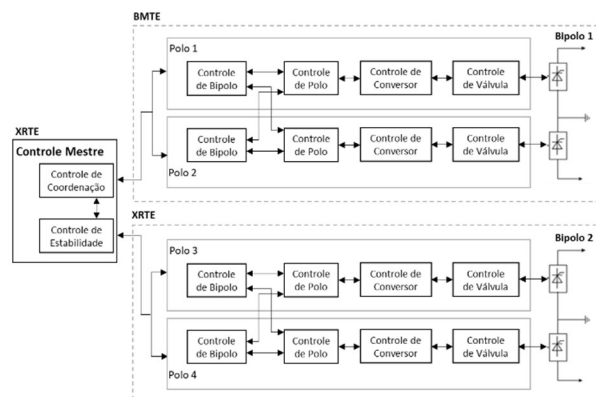


FIGURA 4: Hierarquia de controle dos Bipolos 1 e 2.

#### 3.2 Infraestrutura de painéis e rotas de comunicação do SEP na configuração final

Apesar de suas lógicas serem processadas no MC-SC, o SEP envolve a obtenção de sinais de entrada e envio de comando para diferentes equipamentos de diversos agentes, entre eles: valor de FNS da interligação N-SE, estado e potência da LT 500 kV Xingu – Tucuruí, estados e despacho dos geradores da UHE Belo Monte e informações do controle dos bipolos 1 e 2, compreendendo, portanto, uma grande rede de painéis e sistemas supervisionados, com completa redundância.

O diagrama da FIGURA 5 apresenta todos os painéis envolvidos no SEP e a sua integração com os sistemas de controle dos Bipolos 1 e 2. Em preto representam-se as conexões da cadeia Principal ou sistema A do SEP, e em azul a cadeia Alternada ou sistema B. Nota-se que a XRTE, como proprietária e responsável pela implantação do SEP, possui painéis instalados em instalações de outros agentes para aquisição de informação ou envio de comandos.

Cabe ressaltar que os agentes BMTE (Bipolo 1) e XRTE (Bipolo 2) utilizaram soluções de fabricantes distintos. Na FIGURA 5 todos os painéis da XRTE (vermelhos) são modelos do fabricante NARI, e os painéis da BMTE (azuis) são modelos do fabricante Siemens. A interface entre os sistemas de tecnologia distintas é feita pelo painel MCT (XRTE) e Bipole 2 Interface (BMTE). Este painel, originalmente, era o responsável pela inteligência do SEP do Bipolo 1.

As Lógicas 3 e 4 deste SEP, anteriormente descritas, visam garantir a estabilidade e segurança da interligação Norte-Sudeste da rede CA. Para o funcionamento dessas lógicas é necessário, respectivamente, a informação analógica do fluxo de potência ativa da interligação (fluxo FNS) e sinais digitais provindos do CLP Master do SEP da interligação

FIGURA 6: Subestações das rotas de comunicação de Furnas e State Grid.



### 3.3 Infraestrutura do SEP na configuração intermediária

Antes da entrada em operação do Controle Mestre com as novas lógicas do SEP, em conjunto com o Bipolo 2, já se encontrava em operação o SEP do Bipolo 1, sob responsabilidade do agente BMTE, sendo esta considerada uma configuração intermediária.

Conforme requisitos de edital, o Controle de Estação do Bipolo 1 deveria ser projetado de forma a ser capaz de executar todas as funções sistêmicas de nível hierárquico superior, como um Controle Mestre, considerando todos os sinais necessários para a sua correta operação, incluindo os sinais topológicos referentes ao estado dos equipamentos das subestações conversoras, bem como aqueles provenientes de usinas e demais subestações e/ou linhas de transmissão que possam afetar o seu desempenho. Adicionalmente, seu projeto deveria permitir a plena integração, no futuro, de todos estes sinais com o controle do Bipolo 2, para aquisição e integração em um Controle Mestre único.

O Controle de Interface Estação/Usina nesta etapa intermediária do SEP do Bipolo 1, deveria enviar, por protocolo de comunicação, todas as medidas analógicas e digitais das Unidades Geradoras ao Controle de Estação e receber deste os comandos de ação e demais informações necessárias para a otimização da operação conjunta do Bipolo 1 e a realização das ações de SEP estabelecidas e definidas pelo Operador. Para efeitos de uma operação integrada do Bipolo 1 e sua futura interface com o Bipolo 2, todas as lógicas concebidas para o Controle Mestre provisório e as lógicas de SEP provisórias foram realizadas com a inclusão de um *bit* lógico que seria configurado em 1, habilitando as respectivas funções, ou em 0, desabilitando as mesmas, quando da incorporação do Controle Mestre e SEP na entrada em operação pelo Bipolo 2.

Desta forma, foram realizadas ações com o fornecedor do Controle do Bipolo 1 (Siemens), buscando uma solução de implementação prática e fácil desmobilização quando da entrada do Bipolo 2 e que seria utilizada para a interface de sinais necessários à integração do Bipolo 1 ao Controle Mestre e as ações de SEP realizadas pelo Bipolo 2.

Cabe ressaltar que o SEP do Bipolo 1 estava integrado apenas com o grupo de unidades 1 a 9 da UHE Belo Monte, sendo estabelecido que as unidades 10 a 18 seriam testadas e incorporadas ao SEP final. Após afinalização dos testes de comissionamento do SEP na configuração final, as unidades 1 a 9 seriam desacopladas e desmobilizadas das lógicas do SEP provisório do Bipolo 1.

### 4.0 - TESTES DO SEP

Para a verificação do desempenho dinâmico das interações dos bipolos, das integrações dos sinais trocados entre eles e verificação do desempenho das lógicas do SEP propostas pelo ONS, foram realizados testes exaustivos no Simulador em Tempo Real (RTDS) do ONS, localizado na sua sede, no Rio de Janeiro, onde foram instalados pela BMTE e XRTE modelos reais, em escala 1:1 dos Sistemas de Controle e Proteção dos Elos HVDC, idênticos aos sistemas implementados em campo. Dessa forma, todas as lógicas do SEP foram detalhadas e testadas antes dos testes de campo, tanto no SEP do Bipolo 1, quanto no SEP do Controle Mestre (Bipolos 1 e 2).

Cabe ressaltar que antes da entrada em operação do esquema apresentado, associado ao Controle Mestre do sistema HVDC, estava em operação o SEP do Bipolo 1, sob responsabilidade do agente BMTE, que comandava ações de *run-up* e *run-back* para o Controle de Estação do bipolo, além de comandar corte de geração nas UHE Belo Monte (naquele momento, apenas no grupo das unidades geradoras 1 a 9) e UHE Tucuruí.

Durante a fase de comissionamento do novo SEP e do Controle Mestre foi necessário realizar, gradativamente, uma sequência de etapas de migração do SEP pré-existente do Bipolo 1 para o novo hardware. As funcionalidades do SEP, que já havia então sido testadas em ambiente de RTDS com réplica do painel do Controle Mestre, foram testadas localmente na SE Xingu. Na última etapa, foram realizados os testes integrados com todos os agentes, com troca de informações entre as SE Serra da Mesa 1 e 2, SE Xingu, UHE Tucuruí e a UHE Belo Monte, em quarenta e três cenários distintos. Para a realização desses testes, foram necessárias diversas preparações operacionais no SIN, além de no próprio sistema do SEP, objetivando comandar ordens de *run-up* e *run-back* nos bipolos, além da verificação de recepção de sinais de corte de geração na UHE Belo Monte e Tucuruí.

Na etapa de testes integrados do SEP do Controle Mestre em campo (última etapa de comissionamento, antes da entrada em operação), foi necessário o bloqueio do referido SEP do Bipolo 1. Devido ao fato de o SIN estar sem a segurança oferecida por este esquema, os testes foram realizados durante a noite (23:00 h às 7:00 h) e durante o dia nos domingos. Os testes foram realizados ao longo de uma semana, com auxílio do Centro de Operação de tempo real do ONS, para preparo do ponto operativo do sistema necessário para cada teste.

Os testes foram coordenados pelo ONS a partir do Escritório Central no Rio de Janeiro e em campo na SE Xingu, tendo sido necessária a participação de equipes dos agentes XRTE, BMTE e LXTE, localizados na SE Xingu, e Furnas, localizado na SE Serra da Mesa.

Foram previstas ações reais quando da execução dos testes para certificação das novas lógicas do SEP, tais como bloqueio do Bipolo 1 ou 2 para os testes da Lógica 3, ações de *run-up* e *run-back* nos bipolos, abertura dos disjuntores das unidades geradoras na UHE Belo Monte e utilização de valores reais do fluxo FNS na interligação Norte-Sudeste.

Para possibilitar a efetivação das referidas ações, sem submeter o sistema a risco, foi necessário atender as seguintes premissas durante todos os testes:


- Potência máxima no Bipolo 1 de 600 MW;
- Potência máxima no Bipolo 2 de 450 MW,
- FNS máximo na interligação Norte-Sudeste de 1500 MW;
- Simulação dos fluxos e da abertura dos circuitos do tronco Tucuruí-Xingu;
- Alteração nos patamares da tabela da Lógica 3;

As restrições ao FNS e à potência transmitida pelos bipolos tiveram como objetivo garantir segurança para realização dos testes da Lógica 3, com bloqueio real de bipolo, bem como resguardar o sistema do risco de desligamento desses equipamentos durante os testes. Para possibilitar os testes da Lógica 3 com essas restrições, no entanto, foi necessário reduzir previamente aos testes os patamares previstos na tabela de corte de geração, de forma que a lógica pudesse atuar mesmo com as potências reduzidas.

A FIGURA 7 demonstra a alteração realizada na tabela da Lógica 3, na qual foi necessária a redução do patamar máximo de Potência DC Perdida para 600 MW, correspondente à perda do Bipolo 1 na potência máxima de teste (600 MW), com o Bipolo 2 também em potência máxima, sem margem de *run-up* disponível. Adicionalmente, os patamares de FNS (colunas da tabela) foram reduzidos, com o patamar máximo reduzido de FNS > 3000 MW para FNS > 1400 MW.

A realização dos testes necessitou do preparo do sistema pela equipe de tempo real do ONS em cada etapa. Para facilitar esse processo, os testes da Lógica 3 em cada um dos patamares de FNS (colunas da tabela) foram realizados em dias distintos. Ressalta-se a dificuldade encontrada pelos operadores de, mesmo em carga leve, manter o FNS em patamares reduzidos a partir do redespacho de usinas hidrelétricas, uma vez que a injeção de potência oriunda de parques eólicos da região Nordeste era significativa e constante ao longo das madrugadas.

Lost DC Power (MW)	Generation Drop (MW)		
	FNS ≤ 1500 MW	1500 < FNS ≤ 3000 MW	FNS > 3000 MW
MW ≤ 0	0	540	540
0 < MW ≤ 50	0	1080	1080
50 < MW ≤ 100	0	1080	1620
100 < MW ≤ 250	0	1620	2160
250 < MW ≤ 400	0	2160	2160
400 < MW ≤ 600	0	2160	3240
600 < MW ≤ 800	540	2700	3240
800 < MW ≤ 1000	540	3240	3780
1000 < MW ≤ 1200	1080	3780	3780
1200 < MW ≤ 1600	1620	3780	3780
1600 < MW ≤ 2000	2160	3780	3780
2000 < MW ≤ 2400	2700	3780	3780
2400 < MW ≤ 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780



Potência CC Perdida (MW)	Cortes de Geração (MW)		
	FNS ≤ 700 MW	700 < FNS ≤ 1400 MW	FNS > 1400 MW
MW ≤ 0	0	540	540
0 < MW ≤ 300	0	1080	1080
300 < MW ≤ 350	0	1080	1620
350 < MW ≤ 400	0	1620	2160
400 < MW ≤ 450	0	2160	2160
450 < MW ≤ 500	0	2160	3240
500 < MW ≤ 550	540	2700	3240
550 < MW ≤ 600	540	3240	3780
1000 < MW ≤ 1200	1080	3780	3780
1200 < MW ≤ 1600	1620	3780	3780
1600 < MW ≤ 2000	2160	3780	3780
2000 < MW ≤ 2400	2700	3780	3780
2400 < MW ≤ 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780

FIGURA 7: Alteração da tabela de corte de geração da Lógica 3 para realização dos testes.

Na FIGURA 8 demonstra-se os nove pontos da tabela que foram escolhidos para teste, os cenários de despacho do Bipolo 1, Bipolo 2 e FNS que foram utilizados para cada teste, e o resultado de número esperado de unidades geradoras cortadas na UHE Belo Monte.



Lost DC Power (MW)	Generation Drop (MW)			Test	Scenario				
	FNS ≤ 700 MW	700 < FNS ≤ 1400 MW	FNS > 1400 MW		BP1 (MW)	BP2 (MW)	FNS (MW)	Lost DC Pwr	Gen. Drop
MW ≤ 0	0	(540) 3	540	1	500	425	600	325	0 GU
50 < MW ≤ 300	0	(1080) 4	1080	2	525	450	600	525	1 GU
300 < MW ≤ 350	(0) 1	1080	1620	3	400	200	1300	0	1 GU
350 < MW ≤ 400	0	(1620) 5	2160	4	600	200	1300	200	2 GU
400 < MW ≤ 450	0	2160	(2160) 7	5	425	400	1300	375	3 GU
450 < MW ≤ 500	0	2160	(3240) 8	6	575	400	1300	525	5 GU
500 < MW ≤ 550	(540) 2	(2700) 6	3240	7	575	450	1500	425	4 GU
550 < MW ≤ 600	540	3240	(3780) 9	8	475	450	1500	475	6 GU
1000 < MW ≤ 1200	1080	3780	3780	9	575	450	1500	575	7 GU
1200 < MW ≤ 1600	1620	3780	3780						
1600 < MW ≤ 2000	2160	3780	3780						
2000 < MW ≤ 2400	2700	3780	3780						
2400 < MW ≤ 2800	3240	3780	3780						
MW > 2800	3780	3780	3780						

\* Em vermelho está o bipolo que será desligado em cada teste.

FIGURA 8: cenários de despacho dos bipolos e FNS realizados para teste da Lógica 3.

Os nove cenários de teste para a Lógica 3 foram realizados com sucesso. Cabe ressaltar que esses testes foram realizados apenas com o grupo das unidades 10 a 18 da UHE Belo Monte e que foram realizadas rejeições de máquinas sincronizadas, apesar do esquema ter comandado abertura real dos seus disjuntores. Em cada cenário, a fila de corte de unidades de geradora era alterada, e as unidades submetidas ao testes estavam paradas, porém com seus disjuntores fechados. De forma a fazer com que o CLP S7-400 na SE Xingu entendesse as unidades como sincronizadas, foi simulado na usina a informação de que as unidades desligadas estavam com geração de 600 MW.

Para as lógicas 1 e 2 foram testados vinte e um cenários. Nesse caso, os desligamentos dos circuitos da LT 500 kV Xingu-Tucuruí foram simulados no painel da LXTE na subestação Xingu. Os desligamentos das unidades geradoras de Tucuruí foram inibidos e registrada a sua recepção em mala de testes sincronizada por GPS. Quando não possível atender aos fluxos/despachos indicados, os mesmos foram simulados nas lógicas.

Para a Lógica 4 foram testados oito cenários, com a simulação de envio dos sinais 1, 2 e 3 do CLP Master do SEP da Interligação N-SE na SE Serra da Mesa, com auxílio da equipe de Furnas. As premissas para os testes dessa lógica foram semelhantes ao da Lógica 3.

Após a conclusão dos testes de todas as lógicas com sucesso, foi realizada a etapa de transição definitiva do SEP provisório do Bipolo 1 para o SEP definitivo, que incluía a migração das conexões/cabos e interface dos painéis das unidades 1 a 9 (utilizados pelo SEP provisório do Bipolo 1) para o SEP do Controle Mestre. Esta transição final era considerado um “ponto sem retorno”, pois era necessário ter total segurança do funcionamento do novo SEP, uma vez que não seria possível retornar para a infraestrutura provisória caso fosse detectado algum problema.

Após a transição final, foram ainda repetidos testes pontuais de todas as lógicas, dessa vez com o grupo de unidades geradoras 1 a 9 da UHE Belo Monte, de forma a garantir a efetividade da transição. Com a finalização desses testes com sucesso, o bipolo ± 800 kV Xingu – Terminal Rio, em conjunto com o Controle Mestre e o SEP associado, entrou em operação definitiva.

## 5.0 - CONCLUSÃO

A cooperação e integração dos agentes, junto com o ONS, foi fundamental para o processo de implantação e de testes de campo do SEP. Salienta-se também a importância na participação de todos os agentes envolvidos na concepção e planejamento logístico dos testes propostos e na sua realização, de forma a validar com segurança os resultados observados nos testes efetuados no simulador do ONS.

Ao fim do período de testes integrados, o sistema apresentou resultado satisfatório para todos os cenários propostos, e o SEP passou a operar em tempo integral, em conjunto com o Controle Mestre. Desde então, perturbações no sistema solicitaram o SEP, tendo este consistentemente operado corretamente, e o Controle Mestre e os sistemas de controle dos bipolos demonstrado ser extremamente precisos na execução das ordens de variação de potência necessárias.

O processo de estudo e implantação desse SEP, por suas características únicas de interdependência com demais sistemas de controle, permitiu construir uma grande base de conhecimento e experiência para futuras adequações necessárias, conforme a expansão da rede, além da implantação de possíveis SEP futuros envolvendo os próximos elos de corrente contínua a serem instalados no SIN conectados na mesma área síncrona.

Nesse sentido, cabe destacar que alterações neste SEP já se encontram em fase de estudo, face às profundas transformações às quais as interligações entre os sistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste serão

submetidas com a integração dos sistemas de transmissão em 500 kV que constituirão os troncos Xingu – Serra Pelada – Miracema, bem como os 3 novos eixos que reforçarão a interligação Nordeste – Sudeste.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ONS. “Relatório ONS DPL-REL-0333/2018 - Estudos Pré-Operacionais Para Integração Do Bipolo Xingu - Terminal Rio Ao Sistema Interligado Nacional – Sistema especial de Proteção - SEP tendo como foco a integração do Bipolo Xingu – Terminal Rio”. Relatório técnico. Rio de Janeiro, 2018.

(2) ONS. “Relatório DPL-REL-0294-2019 - Sistema Especial de Proteção -SEP do sistema de transmissão em corrente contínua associado à SE Xingu – Relatório de Implantação”. Relatório técnico. Rio de Janeiro, 2019.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Igor de Siqueira Cardoso, Engenheiro Eletricista formado pelo Centro Federal de Educação Tecnológica - CEFET-RJ em 2017. Atualmente cursa o programa de Mestrado em do Instituto Militar de Engenharia - IME. Trabalha no ONS desde 2018, onde é engenheiro da Gerência de Engenharia de Proteção e Controle (EGP) da Diretoria de Planejamento, com atuação nas áreas de implantação de Sistemas Especiais de Proteção e análise de perturbações.

### (2) SERGIO LUIZ DE AZEVEDO SARDINHA

Sergio Luiz de Azevedo Sardinha - Graduiu-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Completou curso de pós-graduação em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Santa Catarina em 1981. Em 1975 ingressou na ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras como engenheiro na área de Estudos de Planejamento da Operação. Ingressou no ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico no ano 2000, onde presta serviços como engenheiro especialista na Gerência Executiva de Engenharia da Diretoria de Planejamento.

### (3) EDUARDO DE MEDEIROS BRANDI

Eduardo de Medeiros Brandi, Engenheiro Eletricista formado em 1980, com mestrado em Sistemas de controle pelo IME e Engenharia Nuclear e Planejamento Energético pela COPPE. Trabalha na BMTE desde 2015, onde é engenheiro de Subestações e Proteção, Controle e Supervisão, responsável pela coordenação, implementação e análise dos SPCS do Elo HVDC de Belo Monte 1.

### (4) EDSON FERREIRA DE OLIVEIRA

Edson Ferreira de Oliveira - Formou-se em Técnico em Eletrotécnica em 1998 no CEFET-RJ. Graduiu-se em engenharia elétrica em 2006 na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RJ. Completou curso de pós-graduação em Especialização em Sistemas de Proteção e Controle em 2019 na Universidade Federal de Itajubá. Em 1998 ingressou na LIGHT-RJ como Técnico na área de Proteção e Controle de Sistemas Elétricos, sendo promovido em 2006 a Engenheiro e em 2010 a Engenheiro responsável pela área de Proteção e Controle. Ingressou no ONS no ano 2012, onde é engenheiro IV da Gerência de Engenharia de Proteção e Controle.

### (5) THIAGO VERISSIMO LEANDRO

Thiago Verissimo Leandro, Engenheiro Eletricista com Ênfase em Sistemas Elétricos de Potência formado pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI em 2013. Atualmente trabalha como Engenheiro Supervisor de Manutenção de Subestação HVDC.

### (6) VICTOR ARGEMIL TEIXEIRA

Victor Argemil Teixeira, Engenheiro Eletricista com ênfase em Sistemas de Potência formado pelo Universidade Federal Fluminense - UFF em 2013. Trabalha na State Grid Brazil Holding desde 2016, onde é Coordenador de Estudos e Sistemas no Departamento de Ultra High Voltage (UHV), com atuação nas áreas de implantação, operação e manutenção de Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua, Sistemas Especiais de Proteção e todos os estudos relacionados aos mesmos.