



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GSE/19
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTO DE ALTA TENSÃO - GSE

**UPRATING E UPGRADING DE SUBESTAÇÕES: APRESENTAÇÃO DOS CONCEITOS BÁSICOS DO
WORKING GROUP B3.23 E APLICAÇÃO EM UM ESTUDO DE CASO NA CHESF**

Fabio N. Fraga(*)
Chesf

Luciano R. V. J. da Costa
Chesf

Paulo R. P. Simões
Chesf

Santhiago G. Montenegro
Chesf

RESUMO

O presente trabalho apresentará os conceitos básicos necessários para análise do processo geral de decisão que leva à realização de uprating e/ou upgrading em uma subestação, bem como apresentará algumas diferentes alternativas que podem ser consideradas nestes processos tendo como base os resultados do Working Group B3.23 (Substation Uprating and Upgrading). Após a discussão dos conceitos básicos um estudo de caso será apresentado, onde uma subestação 230 kV originalmente projetada e construída no esquema de manobra barra principal e transferência passa por um processo de upgrading/uprating modificando o esquema de manobra para barra dupla a quatro chaves melhorando assim a confiabilidade e flexibilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Subestações; Modernização; Uprating; Upgrading; Sistema Digital de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação.

1.0 - INTRODUÇÃO

O envelhecimento, a obsolescência, a evolução da rede ou a pressão da sociedade são requisitos comuns que influenciam e levam a curto ou longo prazo para uma necessidade inevitável de renovar subestações existentes. O processo de renovação de uma subestação pode ser motivado pela necessidade de melhorar a disponibilidade da subestação (por exemplo, alterar o esquema de manobra dos barramentos), pela necessidade de aumentar capacidade (de corrente nominal ou de corrente de curto-circuito), pelo aumento dos níveis de poluição, pela evolução da regulamentação do setor, etc.

A decisão de fazer um uprating e/ou upgrading ou construir uma nova subestação para atender novas exigências é uma decisão que pode envolver uma série de critérios que tornam complexa a análise. No processo renovação da subestação é necessário primeiramente distinguir entre uprating e upgrading uma vez que as razões e os tipos de trabalhos a serem realizados para cada um são diferentes. Em geral, a necessidade de uprating em uma subestação é impulsionada por um aumento na corrente nominal da instalação ou pelo aumento do valor de curto-circuito no sistema. A necessidade de upgrading decorre de mudanças de configuração do sistema tais como modificação do esquema de manobra, atualização dos sistemas de proteção. Para que o processo obtenha êxito uma análise cuidadosa e criteriosa deve ser realizada em todas as etapas necessárias para o projeto e os vários fatores e suas variações devem ser avaliados antes de tomar a decisão por um projeto dessa natureza.

Uma vez que a necessidade de uprating e/ou upgrading foi identificada, é necessário avaliar as opções disponíveis e considerar fatores que poderiam influenciar o desenvolvimento do projeto. A solução técnica a ser adotada poderá não ser única. Uma série de opções pode estar disponíveis para análise. Estudos de viabilidade das opções devem ser realizados.

(*) Rua Delmiro Gouveia, n° 333 – sala D 218 - Bloco D – CEP 50761-902 Recife, PE – Brasil
Tel: (+55 81) 3229-2235 – Fax: (+55 81) 3229-3269 – Email: fabionf@chesf.gov.br

2.0 - UPRATING E UPGRADING DE SUBESTAÇÕES: CONCEITOS BÁSICOS

2.1 Uprating de subestações

O conceito de uprating em uma subestação está relacionado a um aumento de capacidade da instalação (1). Em geral, a necessidade de uprating é impulsionada por um aumento na corrente nominal da instalação, por aumento do valor de curto-circuito no sistema ou ainda uma necessidade de elevar a tensão de operação da subestação.

A necessidade de aumento na corrente nominal pode surgir a partir de uma mudança de equipamentos da subestação (como substituição ou instalação de novos transformadores), da modificação de sua configuração ou de mudanças nos requisitos do sistema. Ela pode impactar em barramentos, células de conexão e em equipamentos principais tais como disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente, reatores e transformadores de potência.

O aumento dos níveis de curto-circuito pode ser resultado de mudanças nos requisitos do sistema e/ou mudanças na configuração da subestação. O aumento nos valores de curto-circuito provoca impacto sobre condutores, equipamentos da subestação, estruturas, fundações e malhas de terra. Um nível mais alto de curto-circuito pode exigir reforço nos elementos estruturais de pórticos ou mesmo a substituição completa dos mesmos.

O aumento da tensão de operação da subestação pode ocorrer por necessidades sistêmicas de melhor atendimento a carga. Caso seja necessário aumentar o nível de tensão de uma subestação existente, questões significativas de projeto podem surgir levando a necessidade de uma revisão da coordenação de isolamento, uso de barramentos rígidos para reduzir o espaçamento entre fases e análise dos efeitos das forças de curto-circuito. A Tabela 1 apresenta os principais pontos a serem observados para realização de Uprating conforme referência (1).

TABELA 1 – Verificações para realização de Uprating

		Projeto Básico (Engenharia)	Equipamentos e Materiais	Atividades de Campo (obras civis, testes, comissionamento)
Uprating	Aumento da Corrente Nominal	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Distâncias elétricas e flechas dos condutores; ✓ Limite térmico dos condutores; ✓ Ajuste dos equipamentos de MPCCS. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Barramento; ✓ Refrigeração de cabos isolados; ✓ Adaptação ou mudança de equipamentos; ✓ Condutores (cabos, tubos, etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Novas canaletas para cabos isolados; ✓ Novos equipamentos; ✓ Programação das atividades para minimizar desligamentos; ✓ Testes para verificar suportabilidade de equipamentos;
	Aumento da Corrente de Curto-Circuito	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Forças mecânicas em equipamentos e estruturas; ✓ Distâncias elétricas; ✓ Limite térmico dos condutores; ✓ Compatibilidade de TC e sistemas de MPCCS; ✓ Malha de terra. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acrescentar novas estruturas para limitar esforços mecânicos; ✓ Adaptação ou mudança de equipamentos; 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Modificações na malha de terra; ✓ Aumento de carga nas fundações; ✓ Programação das atividades para minimizar desligamentos; ✓ Testes para verificar suportabilidade de equipamentos;
	Modificar Tensão de Operação	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coordenação de isolamento; ✓ Estresse mecânico em suportes de equipamentos e pórticos; ✓ Adaptação do sistema de MPCCS à nova filosofia de operação (ou aquisição de novo). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Trocar todos os equipamentos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Novas fundações ou adaptação das existentes aos novos equipamentos; ✓ Demolição; ✓ Novos equipamentos.

2.2 Upgrading de subestações

O conceito de upgrading de uma subestação esta relacionado à necessidade de renovação, melhoria e atualização de equipamentos, características e configurações da mesma. A necessidade de upgrading pode decorre de mudanças de configuração do sistema, mudanças em requisitos regulatórios, aumento do nível local de poluição, evolução tecnológica, mudança nos requisitos de segurança, necessidade de aumento das especificações da instalação, etc. Ao fazer o upgrade, a configuração final da subestação deve ser estudada e analisada para implementação do projeto. A Tabela 2 apresenta os principais pontos a serem observados para realização de upgrading conforme referência (1).

TABELA 2 – Verificações para realização de Upgrading

		Projeto Básico (Engenharia)	Equipamentos e Materias	Atividades de Campo (obras civis, testes, comissionamento)
Upgrading	Modificação do Esquema de Manobra	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Definir diagrama unifilar com novo esquema; ✓ Instalação de novos bay's ou modificação dos existentes; ✓ Adaptação do sistema de MPCCS à nova filosofia de operação (ou aquisição de novo). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aquisição de novos materiais de barramento; ✓ Aquisição de novos painéis de controle para os eventos; ✓ Modificação nos serviços auxiliares e transformadores de serviços auxiliares; ✓ Novos equipamentos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Necessidade de novas fundações; ✓ Instalação de novos equipamentos; ✓ Novo comissionamento da subestação.
	Aumento do Nível Local de Poluição	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adaptação do layout e das distâncias elétricas da subestação; ✓ Sensores de monitoramento; ✓ Verificação das distâncias de escoamento. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adaptação ou aquisição de novos equipamentos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adaptação ou instalação de equipamentos.
	Modificação da tecnologia (AIS-MTS)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Avaliação dos espaços e distâncias elétricas; ✓ Avaliação dos esquemas de manobra; ✓ Avaliação da viabilidade de implantação; ✓ Tempo necessário para implantação ✓ Adaptação do sistema de MPCCS à nova filosofia de operação (ou aquisição de novo). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Integração entre equipamentos; ✓ Aquisição de novos equipamentos; ✓ Equipamentos para uso ao tempo ou abrigado; 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fundação para novos equipamentos; ✓ Modificações na malha de terra; ✓ Curto tempo de implantação

2.3 Estudos de viabilidade de projetos de uprating e/ou upgrading

Uma vez que a necessidade de uprating e/ou upgrading foi identificada, é necessário avaliar as opções disponíveis e considerar fatores que poderiam influenciar o desenvolvimento do projeto. A solução técnica a ser adotada poderá não ser única. Uma série de opções pode estar disponíveis para análise. Estudos de viabilidade das opções devem ser realizados e os seguintes pontos principais devem ser considerados:

- Boa definição do escopo de estudo;

- Levantamento de informações no Local;
- Envolver todas as áreas interessadas (projeto, construção, manutenção, operação, etc);
- Avaliação dos ativos existentes (idade, histórico de manutenção, histórico de falhas e defeitos, etc.);
- Novas soluções tecnológicas;
- Considerações sobre segurança;
- Planejamento do sistema e requisitos regulatórios;
- Requisitos de construção:
 - ✓ Restrições de interrupção
 - ✓ Restrições de espaço.
 - ✓ Restrições operacionais durante o processo;
 - ✓ Restrições de ruído;
 - ✓ Prazo para implantação;
 - ✓ Disponibilidade de equipamentos para substituição;
- Análise de viabilidade de construção do projeto, distâncias elétricas, etc.
- Interrupção e restrições operacionais;
- Análise do custo do ciclo de vida ;
- Análises de Risco.

Embora o foco de qualquer projeto deva ser encontrar a melhor solução, no caso de projetos de uprating e/ou upgrading em subestações, uma ampla gama de fatores influenciam o processo de tomada de decisão. Assim, é necessário dedicar grande tempo e esforço durante as fases iniciais do projeto para garantir que a solução identificada atenda da melhor maneira às exigências da situação específica. Projetos dessa natureza costumam conduzir a engenharia para soluções novas e que devem ser cuidadosamente avaliadas para garantir uma implementação bem sucedida.

3.0 - ESTUDO DE CASO: SUBESTAÇÃO DE EUNÁPOLIS - 230/138 KV

Neste item apresentaremos um estudo de caso aplicado a subestação 230-138 kV de Eunápolis localizada no estado da Bahia. A motivação para a escolha desta instalação vem com o objetivo de respondermos a uma solicitação do ONS através do relatório 0163/2013 (Propostas para melhoria da segurança das instalações do sistema interligado nacional - avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos) (9). No referido relatório é solicitado a Chesf que o esquema de manobra da subestação seja modificado de barra principal e transferência (BPT) para barra dupla a quatro chaves (BD4). A FIGURA 1 apresenta o diagrama unifilar atual da subestação de Eunápolis.

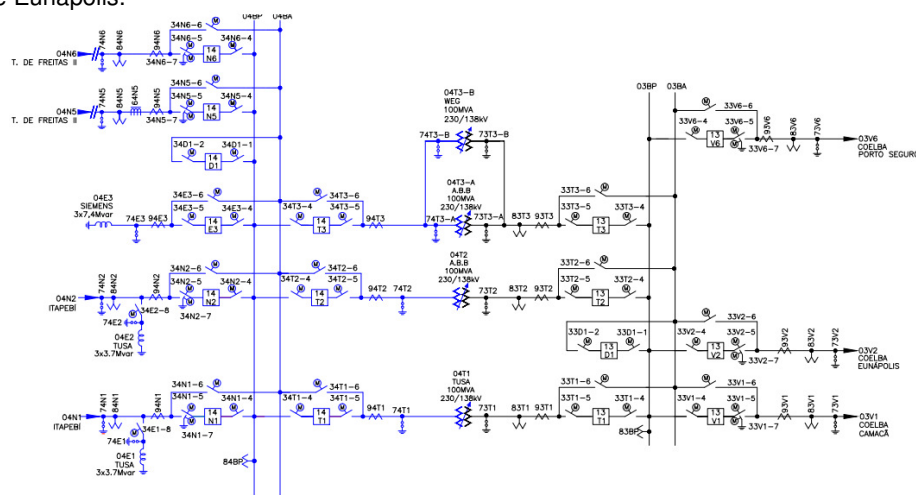


FIGURA 1 – Diagrama Unifilar – SE Eunápolis

Com o objetivo de verificar a possibilidade a Chesf estudou as diversas tecnologias disponíveis no mercado e verificou que, em princípio, a utilização da tecnologia de módulos híbridos poderia resolver a questão da modificação. Os módulos híbridos promovem a compactação por meio da disposição de equipamentos de manobra e medição em módulos compactos isolados a gás SF6 e necessitam de conexões aéreas para interligação com os demais módulos da subestação (conexão externa com equipamentos isolados a ar), diferente das subestações GIS onde os equipamentos são interligados no interior do invólucro sem a necessidade de utilização de barramentos que não sejam isolados a gás. A compactação obtida não é maior do que oferecida por uma subestação GIS, entretanto seu custo é menor. A FIGURA 2 apresenta os módulos híbridos de 138 e 230 kV utilizados nos estudos desenvolvidos.

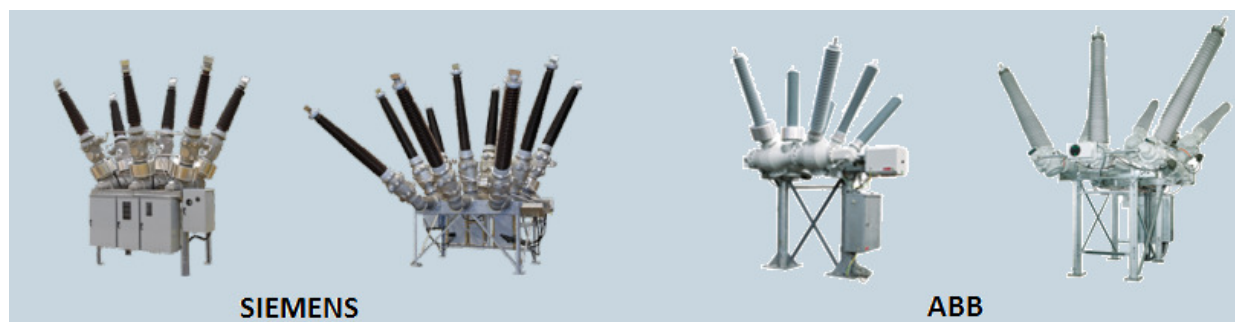


FIGURA 2 – Módulos Híbridos

3.1 Adaptação do arranjo existente para barra dupla a quatro chaves

Os módulos híbridos estudados possuem configuração barra dupla a três chaves e a ideia é instalar o módulo mantendo a atual chave de bay-pass existente. Com essa configuração teríamos o esquema de manobra da subestação modificado para barra dupla a quatro chaves. A FIGURA 3 apresenta o arranjo atual e as modificações necessárias para transformar o esquema de manobra para barra dupla a quatro chaves.

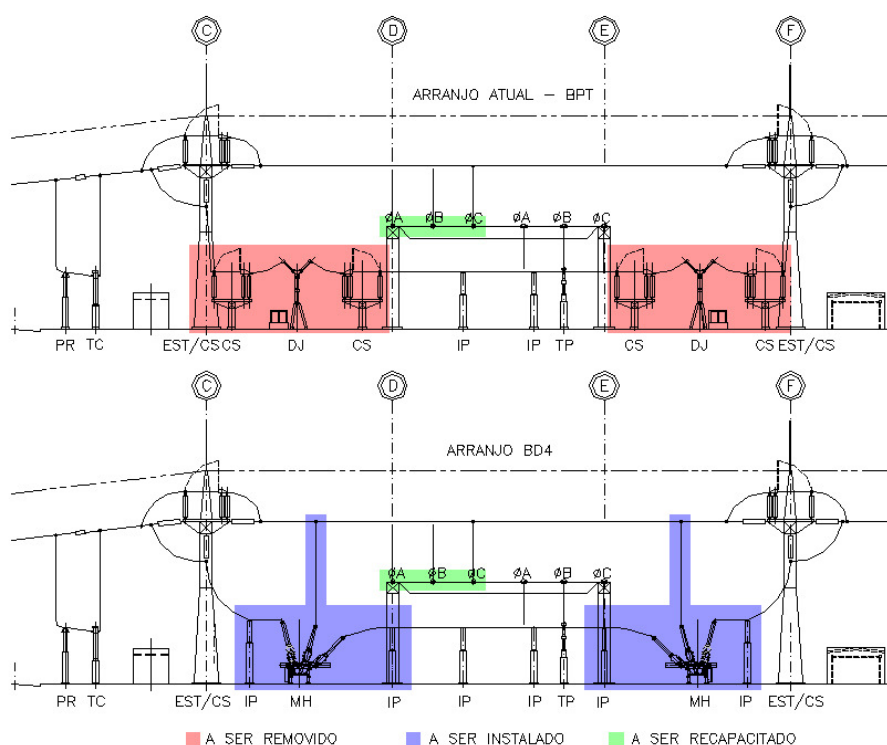


FIGURA 3 – Modificações necessárias para transformar em barra dupla a 4 chaves

3.2 Dificuldades para implantação do ponto de vista do arranjo eletromecânico

Do ponto de vista eletromecânico a modificação do esquema de manobra para barra dupla a quatro chaves exige uma série de adaptações da instalação existente. Essas modificações implicam em necessidades de desligamento e remanejamento de cargas na instalação durante a implantação. A seguir apresentamos principais necessidades e constatações:

- Necessidade de adaptação e/ou construção de novas bases para os equipamentos híbridos;
- Necessidade de instalação de novos isoladores de pedestal (construção de bases, instalação de estruturas, etc);
- Necessidade de construção de novas canaletas ou adaptação das existentes com uso de eletrodutos;
- Necessidade de recapacitar o barramento de transferência existente para o mesmo valor de corrente do barramento principal. No caso, devido a necessidades mecânicas (peso), será necessário utilização de cabo termorresistente (11),(12);
- Necessidade de indisponibilizar o bay de transferência durante todo o período de modificação dos demais bay's da subestação;

- Tempo estimado de 60 dias úteis de trabalho para modificação de cada evento (desmontar os equipamentos existentes e montar os novos) indisponibilizando todo o bay;
- Necessidade de indisponibilizar o bay vizinho no evento de montagem do módulo híbrido (tempo mínimo estimado de 6h) provocando o desligamento do evento associado;
- Necessidade de substituição dos TC's superados por número de enrolamentos;
- Necessidade de avaliação dos para-raios existentes face a solicitação dos módulos híbridos;
- Necessidade de implantação de uma conexão de 230kV e uma conexão de 138kV para o transformador 04T3-B 230/138 kV 100 MVA;
- Comissionamento de todos os novos eventos;
- Incorporação de novos conceitos de manutenção e operação.

3.3 Dificuldades para implantação do ponto de vista do MPCCSR

A modificação do esquema de manobra para barra dupla a quatro chaves, implica numa série de adequações nos sistemas de medição, proteção, comando, controle, supervisão e regulação – M.P.C.C.S.R e serviços auxiliares CA e CC da SE, envolvendo inclusive a necessidade de implantação de novos sistemas e equipamentos na subestação. Estas modificações são necessárias e imperativas para o perfeito funcionamento do novo arranjo BD4, considerando também neste caso a obrigatoriedade de atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS em suas últimas revisões, em especial os Submódulos 2.6 (Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações), 2.7 (Requisitos de telessupervisão para a operação) e 2.3 (Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos) e Nota técnica 058/2013 SRT-SFE / ANEEL de 20 de Março de 2013. A seguir apresentamos principais necessidades e constatações:

- Necessidade de substituição de diversos transformadores de corrente por não possuírem número de enrolamentos secundários suficientes para alimentar devidamente os sistemas de M.P.C.C.S.R requeridos;
- Necessidade de implantação de transformadores de corrente no bay de interligação de barras 230 kV para atendimento ao sistema de proteção diferencial de barras;
- Necessidade de implantação de transformadores de corrente no bay dos transformadores geminados 04T3-A e 04T3-B (230/138 kV 100 MVA);
- Necessidade de substituição de diversos transformadores de potencial por não possuírem número de enrolamentos secundários suficientes para alimentar devidamente os sistemas de M.P.C.C.S.R requeridos;
- Necessidade de implantação de transformadores de potencial 230 kV nas fases A e C da atual barra principal da SE 04BP (futura 04B1);
- Necessidade de implantação de conjunto trifásico de transformadores de potencial na nova barra a ser implementada 04B2;
- Necessidade de implantação de fonte interna CA 13,8 kV à SE, para prover a segunda fonte para os serviços auxiliares;
- Necessidade de implantação de sistemas de registro de perturbação para os transformadores de potência, reatores de LT e de barra 230 kV (RDP);
- Necessidade de implantação de sistema adaptativo diferencial de barras 230 kV (87B);
- Necessidade de implantação de sistema de proteção para “ponto cego” - blindspot , para faltas entre os TC e disjuntores (EFP);
- Necessidade de implantação das proteções de sobrecorrente de terra nos transformadores de potência e reatores de barra e LT 230 kV (51G);
- Necessidade de implantação de esquema completo de proteção contra falha de disjuntor com e sem presença de corrente setores 230 kV e 69 kV (50/62BF);
- Necessidade de implantação de esquema para retrip nas proteções de cada vão;
- Diversos sistemas de M.P.C.C.S.R na SE, caracterizados como obsoletos (tecnologia eletromecânica ou estática) ou em final de vida útil devendo ser substituídos;
- Necessidade de adequação de todo o esquema de transferência da proteção do setor 230 kV envolvendo as novas configurações e manobras possíveis do arranjo BD4;
- Necessidade de recomissionamento
- Necessidade de sequenciamento de atividades envolvendo as adequações necessárias em cada vão e setor;
- Indisponibilidade do disjuntor de transferência por cerca de um mês para cada bay a ser adequado;
- Altos custos envolvidos com as contratações de materiais e serviços;

- Alto risco de desligamentos acidentais envolvendo a desativação dos sistemas antigos e a implantação dos novos (costuras de potencial);
- Necessidade de construção de novas edificações e canaletas de pátio, para abrigar os novos painéis de M.P.C.C.S.R, equipamentos dos serviços auxiliares CA e CC, cabos elétricos e de fibra óptica
- Necessidade de construção de bases para os novos equipamentos de pátio;
- Necessidade de adequação de todo o sistema supervisor SAGE (nível 2 local) para atendimento as novas configurações;
- Necessidade de adequação de toda a base de dados de distribuição para o centro de despacho COS / ONS (nível 3);
- Necessidade de adequação de toda a base de dados e configurações dos IED de nível 1;
- Necessidade de adequação de toda a base de dados e configurações dos IED de nível 2;
- Necessidade de adequação de toda a rede responsável pelo sistema digital de M.P.C.C.S.R;
- Necessidade de modernização dos equipamentos dos serviços auxiliares para atendimento aos PR do ONS;
- Necessidade de modificação das instruções de operação – IO e necessidade de treinamento de toda a equipe de operação para atendimento a nova configuração da SE;
- Necessidade de modificação das instruções de manutenção – IM e necessidade de treinamento de toda a equipe de manutenção para atendimento aos novos IED e demais dispositivos;
- Necessidade de recomissionamento de todos os sistemas de M.P.C.C.S.R e serviços auxiliares CA e CC da SE;
- Necessidade de recomissionamento dos sistemas de proteção dos terminais remotos em relação à integração com os sistemas de proteção adequados da SE Eunápolis.

3.4 Considerações para utilização de tecnologia GIS

Com as dificuldades apresentadas nos itens 3.2 e 3.3 uma outra opção que podemos avaliar é a utilização de tecnologia GIS e a reconstrução de toda a subestação (ou apenas do setor 230 kV). A tecnologia GIS é uma tecnologia mundialmente empregada em processos de uprating e/ou upgrading (1) de subestações. No caso da subestação de Eunápolis existe área disponível na subestação que possibilita a utilização da tecnologia GIS para melhorar a confiabilidade da instalação e fazer uma revitalização completa da subestação. Os impactos apresentados no item 3.2 seriam bastante minimizados e os apresentados no item 3.3 reduzidos. Em relação ao custo envolvido, levantamentos preliminares apresentam custos de instalação parecidos e com diminuição dos riscos associados. A FIGURA 4 apresenta um estudo onde toda a subestação é reconstruída, utilizando a tecnologia GIS em uma área onde não influenciaria a operação normal da subestação existente durante o período de construção.

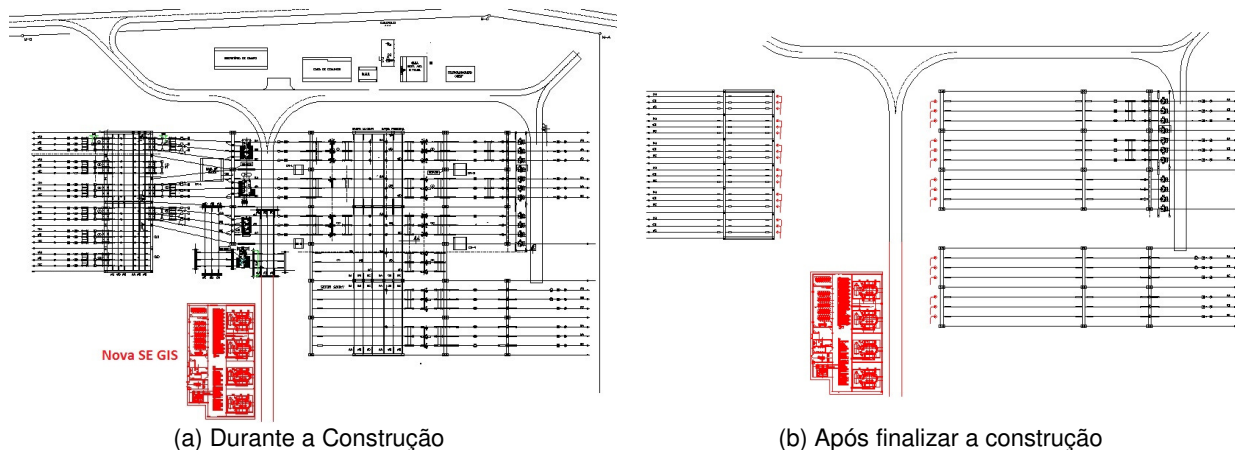


FIGURA 4 – Nova subestação com tecnologia GIS

4.0 - CONCLUSÃO

Durante o desenvolvimento do trabalho, com as análises realizadas seguindo os procedimentos indicados na referência (1) e atendendo os Procedimentos de Rede, os seguintes pontos podem ser destacados para o processo de adequação da subestação de Eunápolis ao esquema barra dupla a quatro chaves:

- Dificuldades na realização do empreendimento devido a quantidade de desligamentos necessários e a duração dos mesmos;
- Alto risco de desligamentos acidentais envolvendo o sequenciamento de atividades, a desativação dos sistemas antigos e a integração dos novos sistemas;
- Elevado tempo envolvido nas etapas de desativação e remoção dos antigos sistemas e equipamentos (pátio e MPCCSR) com necessidade de substituição, montagem dos novos sistemas e equipamentos, comissionamento, integração e energização;
- Indisponibilidade do bay de transferência durante um longo período diminuindo a confiabilidade operacional da subestação;
- Necessidade de recomissionamento da subestação inteira envolvendo os níveis 1, 2 e disponibilização para o centro de despacho de nível 3 (COS/ONS);
- Elevado custo envolvido com as contratações para adequações nos sistemas existentes e implantações de novos sistemas e equipamentos.

Diante dos pontos levantados e ainda considerando o volume de recursos financeiros e humanos necessário à modificação do esquema de manobra barra principal e transferência para o esquema barra dupla a quatro chaves, entendemos que, estudos mais aprofundados entre apenas mudar o esquema de manobra ou reconstruir toda a subestação utilizando tecnologia GIS devem ser realizados envolvendo não apenas a transmissora, mas também o ONS, ANEEL e EPE e a solução final deve levar em conta todos os aspectos os quais a sociedade exige.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Cigré, SB B3 – 532: The Substation Uprating and Upgrading, April 2013;
- (2) Cigré, SB B3 – 380: The Impact of New Functionalities on Substation Design, June 2009;
- (3) Cigré, SB B3 – 389: Combining Innovation with Standardisation, August 2009;
- (4) Cigré, SB B3 – 390: Evaluation of Different Switchgear Technologies for Rated Voltages of 52 kV and above, August 2009;
- (5) ONS, Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos;
- (6) ONS, Submódulos 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações;
- (7) ONS, Submódulos 2.7 - Requisitos de telessupervisão para a operação;
- (8) Albuquerque, L.M.; Fraga, F.N.; Godoy, A.V.; Arcon, A.B. - Análise comparativa para tomada de decisão na escolha da tecnologia para implantação de novas subestações, XXII SNPTEE – Brasília, Outubro 2013;
- (9) ONS, Relatório 0163/2013 - Propostas para melhoria da segurança das instalações do sistema interligado nacional - avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - VOLUME III – Subestações complementares da região Nordeste, 04 de novembro de 2013;
- (10) Nota técnica 058/2013 SRT-SFE / ANEEL de 20 de Março de 2013;
- (11) Fraga, F. N.; Nascimento, B. A.; Veloso, R.L.S. "Cabos Termorresistentes: Uma Alternativa para Otimização e Modernização de Barramentos de Subestações", XX SNPTEE, Recife, PE, 2009;
- (12) Fraga, F. N.; Nascimento, B. A.; Veloso, R.L.S.; Melo, R.O.; Godoy, A.V. "Thermal-resistant aluminium-alloy conductor: an alternative for bus uprating of substations", CIGRE Session 43, Paris, França, 2010;