



**XXI SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO E CONTROLE – GPC

**SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT DO MADEIRA – SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO
DOS EQUIPAMENTOS AC DO BIPOLO 2**

**Eduardo M. Brandi(*)
ELETROBRÁS-FURNAS**

**Paulo A. Zerbati
ALSTOM**

**Thierry Deburck
ALSTOM**

**Gerson M. Teoi
SCHNEIDER-ELECTRIC**

RESUMO

O complexo hidrelétrico do Rio Madeira, localizado no estado de Rondônia, será formado por duas usinas, Santo Antonio (3150 MW) e Jirau (3450 MW), com início da operação em Araraquara 500 kV (SP), distantes cerca de 2375 Km.

Os consórcios Porto Velho Transmissora de Energia (PVTE) e Estação Transmissora de Energia (ETE) são os responsáveis pelos fornecimentos dos conversores Back-to-Back e do Bipolo 1, respectivamente. Ambos os equipamentos serão fabricados com tecnologia ABB e têm previsão de entrada em operação comercial em fevereiro de 2012 (conversores Back-to-Back) e abril de 2012 (Bipolo 1).

O consórcio Interligação Elétrica do Madeira (IE Madeira) é o responsável pela construção, operação e manutenção do segundo bipolo, com tecnologia AREVA/Alstom Grid, cuja previsão de entrada em operação comercial é abril de 2013.

Um dos aspectos mais relevantes e importantes nas etapas de projeto consiste no desenvolvimento e implementação dos sistemas de proteção, controle e supervisão AC e a sua integração com os demais sistemas.

Este artigo tem como objetivo apresentar uma visão geral dos Sistemas de Supervisão, Controle e Proteção AC do Bipolo 2 do sistema de transmissão CCAT do Madeira.

De uma forma geral, o desenvolvimento dos sistemas de controle e proteção visa atender os requisitos da especificação técnica da ANEEL, em conformidade com a filosofia e estratégias básicas de operação e controle da AREVA/Alstom Grid.

São apresentados os principais aspectos relacionados ao Sistema de Proteção, Controle e Supervisão, enfatizando a arquitetura geral do sistema, sua estrutura hierárquica, a filosofia geral e as principais funções de proteção

A estratégia para implementação da filosofia de controle inclui diversas funções em diferentes níveis hierárquicos, as quais são projetadas para atuar de forma combinada e coordenada para garantir um desempenho adequado e seguro do sistema CA integrados

PALAVRAS-CHAVE

Proteção, Controle, Supervisão, Transmissão do Madeira, Bipolo 2

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos para integração das usinas do Rio Madeira definiram duas alternativas de transmissão para a

integração das usinas localizadas no Rio Madeira. A alternativa vencedora foi a alternativa CC, do sistema de transmissão que interliga as usinas de Jirau e Santo Antônio ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Esta alternativa é constituída por dois bipolos de corrente contínua (2x3150 MW \pm 600 kV), entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), com uma extensão aproximada de 2375 km, dois back-to-back (2x400 MW), duas linhas de transmissão em 230 kV entre as Subestações Coletora Porto Velho e Porto Velho e a SE Araraquara 2 e suas interligações. A Figura 1 abaixo apresenta a configuração básica para os dois bipolos para a proposta vencedora.

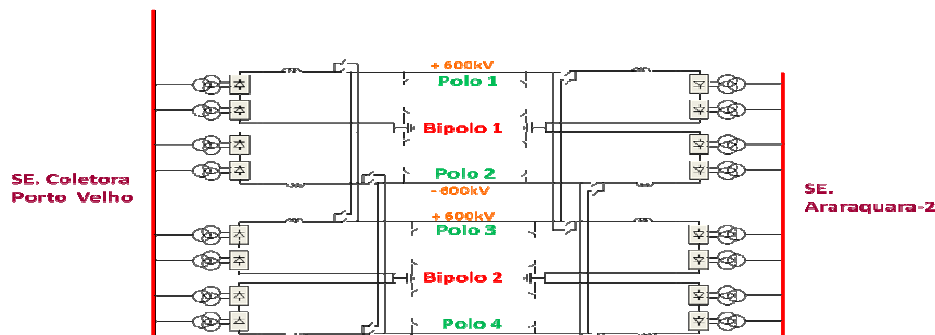


FIGURA 1 - Diagrama unifilar da alternativa CC de transmissão, Bipolos 1 e 2 – Configuração Básica

A configuração básica é caracterizada pelas instalações listadas na Tabelas 01 a seguir, e contempla a solução apresentada pela ANEEL, atendendo aos critérios do planejamento e aos requisitos do anexo técnico do Edital 007/08 da ANEEL e dos procedimentos de rede do ONS.

TABELA 1 – ELEMENTOS DA CONFIGURAÇÃO BÁSICA.

SUBESTAÇÃO		kV	EQUIPAMENTO
Coletora Porto Velho	500		(6+1R) transformadores monofásicos de dois enrolamentos com tensão primária de 500/V3 (banco Y/Y)
			(6+1R) transformadores monofásicos de dois enrolamentos com tensão primária de 500/V3 (banco Y/Δ)
			2 conexões de transformador conversor em arranjo DJM
			módulos interligadores de barra em arranjo DJM
			Compensação reativa e filtros incluindo os seus disjuntores em arranjo DJM
Araraquara 2	500		2 módulos de seccionamento de barras por meio de disjuntores
		± 600 kV CC	2 pontes conversoras de 12 pulsos, Pnominal=3150 MW, reatores de alisamento e filtros CC
			(6+1R) transformadores monofásicos de dois enrolamentos 500/V3 (banco Y/Y)
			(6+1R) transformador monofásicos de dois enrolamentos 500/V3 (banco Y/Δ)
			2 conexões de transformador conversor em arranjo DJM
	± 600 kV CC		módulos interligadores de barra em arranjo DJM
			Compensação reativa e filtros incluindo os seus disjuntores em arranjo DJM
			2 pontes conversoras de 12 pulsos, Pnominal=2950 MW, reatores de alisamento e filtros CC.

As subestações conversoras do bipolo 1 são bastante similares a menos da configuração de conexão dos filtros ao sistema. Os cinco filtros de Porto Velho estão ligados em um esquema de ilha de filtros, divididos em um grupo de três e outro grupo de dois filtros ligados ao esquema de disjuntor e meio. Já os seis filtros de Araraquara estão ligados conforme esquema disjuntor e meio, utilizando três diâmetros completos para isso.

Este trabalho apresenta o Sistema de Proteção e Controle (SPC) Nível 1 dos setores de 500 kV das subestações conversoras do Bipolo 2 de corrente contínua, as subestações Coletora Porto Velho e Araraquara 2.

2.0 - SISTEMA DE SUPERVISÃO, PROTEÇÃO E CONTROLE DAS SUBESTAÇÕES

Todo o sistema de supervisão, controle e proteção das subestações conversoras do bipolo 2 está sendo desenvolvido pela Alstom. Para isso, estão sendo utilizados o sistema SAGE para supervisão, o sistema de proteção da Schneider e o sistema de controle PACIS, também da Schneider

2.1 Supervisão das Subestações

Na figura 2 abaixo, são apresentadas as estruturas concebidas, dentro das opções fornecidas pelo Edital para as transmissoras, para a implementação do projeto dos centros de operação. Existem três estruturas distintas, a saber:

- AR2 – Centro de Operação Local para a subestação Araraquara 2;

- PV2 – Centro de Operação Local para a subestação Porto Velho 2;
- CD – Concentrador de dados, responsável pelo controle e supervisão de ambas as subestações e lados do bipolo.

A IE Madeira está concebendo no seu projeto a localização do seu Centro de Operação, em Araraquara.

O sistema SCADA, assim como as interfaces de operação, é baseado no sistema SAGE, desenvolvido pelo CEPEL. Neste sistema será possível receber informações (estados, alarmes, valores analógicos) e executar comandos (abertura e fechamento, setpoint de potência). Além disso, este sistema será responsável por distribuir as informações para outros níveis hierárquicos, como os COSR (ONS) e para os centros de controle das empresas acessadas em ambas as subestações. As conexões com os COSR estão localizadas no CD e as conexões com as acessadas serão executadas pelos respectivos centros locais (AR2 e PV2)..

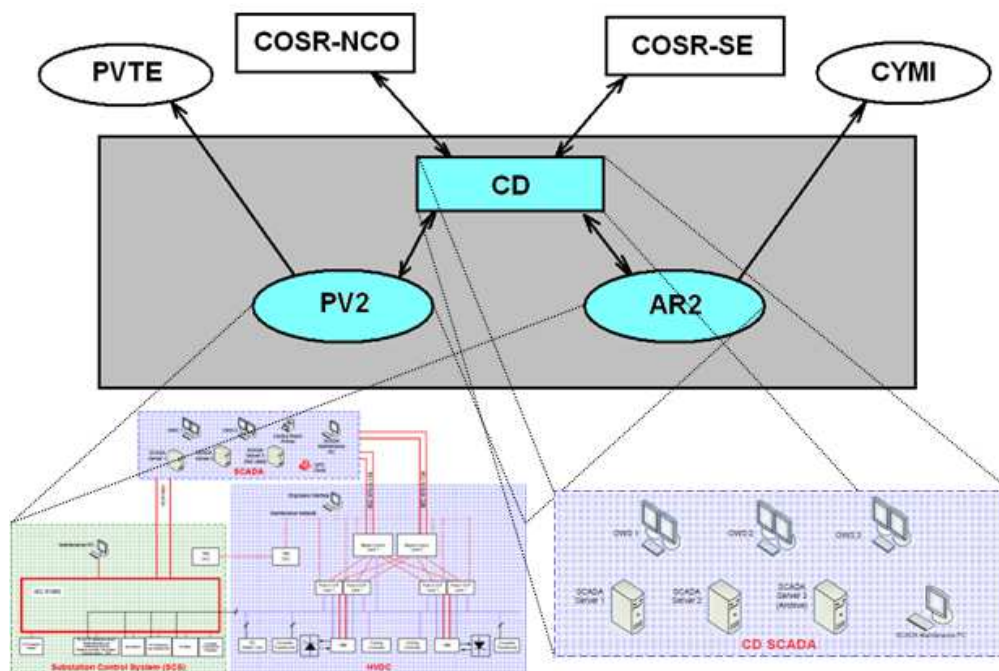


FIGURA 2 - Arquitetura geral do sistema de supervisão, proteção e controle

No nível do sistema de supervisão não são executados intertravamentos ou lógicas de controle. Este cuidado permite que o sistema opere de maneira mais rápida e leve, evitando possíveis sobrecargas. O fato das lógicas de controle e os intertravamentos estarem nos níveis mais próximos do equipamento permite que não haja duplicação de desenvolvimento, minimizando a ocorrência de erros e possíveis discrepâncias de desenvolvimento.

Cada uma das subestações tem um centro de operações específico onde é possível operar os equipamentos locais. No Centro de Distribuição é possível realizar a operação de ambas as subestações. É importante salientar que grande parte dos equipamentos que normalmente são operados na subestação terá operação apenas parcial uma vez que o equipamento de controle do HVDC, chamado Series V, opera automaticamente cada um dos equipamentos que fazem parte da estratégia de controle (em especial os equipamentos de filtros e os comutadores de TAP). Com isso, o número de intervenções feitas pelo operador é bem menor do que em subestações CA normais.

O nível de aquisição, controle e proteção corresponde ao conjunto de Unidades de Aquisição e Controle (UAC) e Unidades de Proteção (UP), distribuídas de modo a constituir conjuntos funcionais autônomos para toda a subestação. Essa abordagem, além de um elevado grau de disponibilidade, permite a supervisão em modo local dos dispositivos de manobra de todos os vãos. Todos os componentes que integram o Nível 1 são interligados por meio de uma rede local padrão Ethernet 100/1000Mb com topologia dupla estrela em anel, utilizando fibra óptica como meio físico e suportando o protocolo IEC 61850, conforme Figura 3

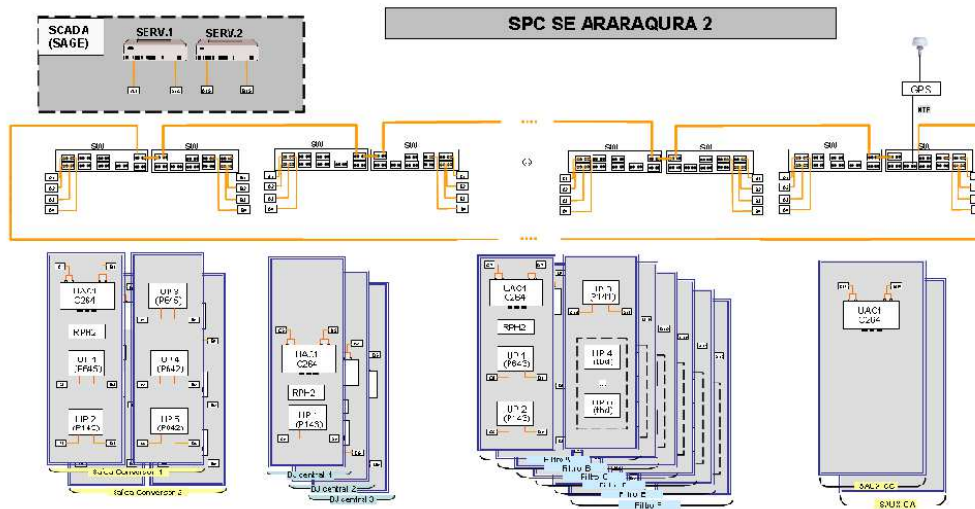


FIGURA 3 – Detalhe do Sistema de Supervisão e Controle AC da SE Araraquara 2

Os elementos centrais desta rede são os switches Ethernet gerenciáveis suportando RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) que permitem a sua utilização em aplicações críticas de proteção e controle. A ligação entre os IEDs e os switches RSTP será redundante no padrão Ethernet 100Mb, e o anel (intrinsecamente redundante) formado pelos switches RSTP será MP padrão Ethernet 1Gb. Esta topologia garante imunidade à falha simples na infraestrutura da rede.

2.2- Proteção das Subestações

As Unidades de Proteção (UP) são da Família MiCOM Px4x, da ALSTOM/SCHNEIDER-ELECTRIC e têm suporte ao protocolo IEC 61850. Com isso, caso sejam necessárias informações que estão sendo adquiridas por outra UP ou UAC, é possível transmitir estas informações diretamente entre os IEDs utilizando-se o recurso de GOOSE para isso. As UPs possuem placa de rede ethernet com interface óptica redundante, o que permite ao equipamento conectar-se simultaneamente a dois switches, aumentando a confiabilidade da rede.. Na figura 4 é apresentado um diagrama com as zonas de proteção AC para a SE Porto Velho.

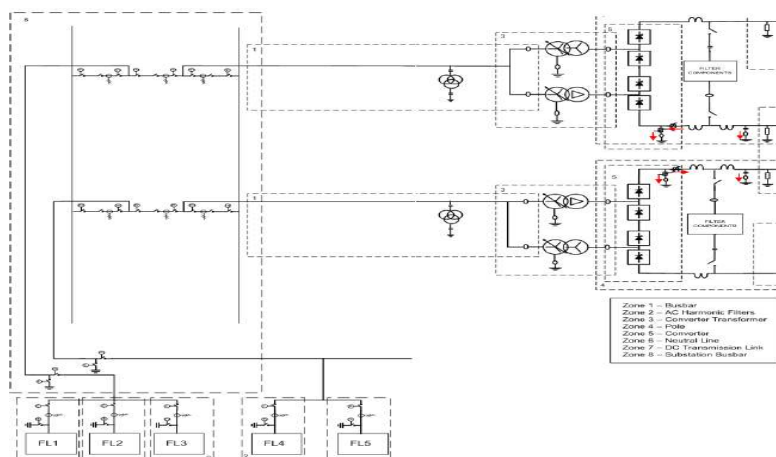


Figura 4 – Diagrama com as zonas de Proteção dos equipamentos AC do Bipolo 2 em Porto Velho

2.2.1 Proteções AC.

As SE de Porto Velho e Araraquara 2 apresentam conexões dos transformadores conversores em arranjo disjuntor e meio, com os módulos de interligação de barras e seccionamento de barras, bem como as ilhas de filtros. No caso de Porto Velho, será adotada a solução de duas ilhas de filtros sendo a primeira ilha com 3 (três) filtros de harmônicos a e a segunda ilha de 2 (dois) filtros. Já no caso de Araraquara, serão instalados 4 (quatro) filtros de harmônicos AC e 2 (dois) Bancos de Capacitores Shunt. Cada filtro é conectado individualmente aos ramais dos diâmetros de disjuntor e meio.

2.2.1.1 Saída para transformadores conversores

As funções de proteção serão implementadas por dois sistemas independentes, denominadas de sistema de proteção principal e sistema de proteção alternada, e por um conjunto complementar para os bancos de transformadores além das proteções intrínsecas usuais de transformadores (temperatura de óleo e enrolamento, válvula de alívio de pressão, rele de gás, etc.).

Cada sistema inclui uma função unitária 87T (diferencial longa englobando 6 unidades de transformadores) e uma função gradativa 51/51N/51G para todos os enrolamentos.

O sistema de proteção complementar inclui para cada conjunto de 3 unidades as funções 87T (diferencial curta) e 87N (falha a terra restrita).

2.2.1.2 Saída para Barras (ilhas) de Filtros

As funções de proteção serão implementadas por duas proteções independentes, denominadas de proteção unitária e proteção gradativa. A proteção unitária realiza a função diferencial de barra 87B. Proteção contra falha de disjuntor e a proteção gradativa realiza a função 51/51N

2.2.1.3 Disjuntores :

Cada disjuntor é provido de um dispositivo de proteção contra falha de disjuntor realizando também a verificação de sincronismo manual do disjuntor do lado da barra.

2.2.1.4 Filtros 500kV

As funções de proteção serão implementadas por duas proteções independentes, denominadas de proteção unitária e proteção gradativa.

A proteção Unitária realiza uma função 87, diferencial entre o lado de AT e o lado de BT do filtro. A proteção gradativa realiza a função 50/51, 50/51N e 59I/59T

2.2.1.5 Componentes dos Filtros 500kV

A definição da proteção dos componentes dos filtros ainda encontra-se em fase de análise do projeto, devendo adotar o arranjo de filtros com estrutura em H, com proteção dos capacitores por desbalanço de corrente, proteção de sobrecarga dos componentes (Resistor e Reator), proteção de sobretensão, e proteção de sobrecorrente.

2.3 Controle das Subestações

A filosofia de controle das subestações é completamente distribuída, sendo instalada uma Unidade de Aquisição e Controle (UAC C264) para cada um dos vãos. Com isso, o controle é executado num nível mais próximo dos equipamentos.

As unidades de controle utilizadas nesta aplicação são responsáveis pela execução de lógicas de intertravamento dos equipamentos a que estão ligadas, aquisição de eventos, alarmes e valores analógicos relativos à área de controle, além do controle dos dispositivos de comutação (seccionadoras e disjuntores). Além disso, são responsáveis pela execução de lógicas de controle que gerarão informações a serem enviadas para o controle do HVDC. Para situações onde as informações devam ser enviadas para o controle do HVDC em tempos menores que 5ms é necessário realizar as lógicas de maneira convencional, utilizando-se relés auxiliares.

As UAC têm suporte ao protocolo IEC 61850. Com isso, caso sejam necessárias informações que estão sendo adquiridas por outra UP ou UAC, é possível transmitir estas informações diretamente entre os IEDs utilizando-se o recurso de GOOSE para isso. As UACs possuem placa de rede ethernet com interface óptica redundante, o que permite ao equipamento conectar-se simultaneamente a dois switches, aumentando a confiabilidade da rede.

2.4 Redes de Comunicação

A arquitetura do SPC é articulada em torno de redes de comunicação adaptadas aos requisitos funcionais (banda passante, tempos de transferência, etc.) de cada nível da hierarquia do sistema de supervisão e controle. Na arquitetura, são identificadas as redes descritas a seguir.

A rede de supervisão e controle do sistema utiliza, como elemento central, o switch RSG2100, cuja arquitetura modular permite escolher a configuração precisa das portas que são necessárias. Isto permite uma variedade de portas e dispositivos permitindo expansão e atualizações futuras.

Uma opção destes switches adotada para o SPC é o módulo com 2 portas Gigabit Ethernet em fibra óptica, A partir destas portas, será formado um anel entre todos os switches, assegurando um alto desempenho da rede.

Estes switches são construídos para trabalharem em ambientes agressivos, possuindo os maiores níveis de imunidade às interferências eletromagnéticas. Ele excede os níveis de imunidade da norma IEC61850-3 e permite operação IEEE 1613 livre de erros, para aplicações críticas em projetos de automação de subestações. O equipamento pode operar, sem ventoinhas, em ambientes cuja temperatura varia de -40°C à +85°C.

2.5 Sincronização do Sistema

A sincronização dos diversos componentes da arquitetura do SPC é garantida pelo uso de uma unidade de tempo sincronizada pelo sistema de posicionamento global por satélites (GPS). Um relógio sincronizado por satélite, que funciona como servidor NTP é ligado à rede de supervisão e controle, mantendo todos os IEDs numa mesma base de tempo.

2.6 Interfaces

2.6.1. Entre os Níveis 1.5 e 2

As sequências de automatismo específicas do sistema HVDC estão em fase de consolidação, entretanto, tendo em vista a necessidade de respostas rápidas deste sistema frente às necessidades da Rede AC em Porto Velho e Araraquara, bem como as ações que devem ser realizadas pelo Bipolo 2 frente às demandas do Controle mestre (Bipolo2) as seguintes lógicas estão sendo consideradas no projeto do SPCS do pátio CA:

Dentre estes principais sinais, destacamos: 1 - Antecipação de Movimento de Disjuntor ("UBM -unexpected breaker movement); 2 - Remoção Rápida dos Filtros; 3 - Bloqueio Externo; 4- Pré-seleção de Remoção de Filtros; 5- Disponibilidade de Filtros para Operação

As lógicas com requisitos de tempo críticos estão sendo elaboradas de forma convencional, utilizando contatos de alarme diretos e relés auxiliares rápidos. Exemplo: UBM

As lógicas sem requisito de tempo e que não estejam relacionadas à proteção (intertravamento, seleção de filtro), serão implementadas nas UACs e poderão utilizar GOOSE. A princípio não haverá troca de informações entre os sistemas (Nível 1.5 e 2) via protocolo, somente através de contatos secos.

2.6.2 Entre a Acessada e os Agentes

Para a troca de informações (Status equipamentos, alarmes etc) nas SEs Porto Velho e Araraquara será utilizada a rede de comunicação de dados adquirida pela NBTE e IE Madeira (Condomínio). Este sistema consiste de 2 (dois) anéis ópticos com Multiplex SDH STM-4, um com proteção SNC e outro MSSPRING 4F, além de Multiplex de Acesso para comunicação de voz e dados RS-232. Os dados a serem disponibilizados pelos acessantes para a PVTE, serão realizados via comunicação serial, no protocolo DNP/IEC-101 balanceado ou não balanceado, entre as unidades concentradoras do acessante e as unidades concentradoras SAGE UCS

3.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho destaca de forma geral os principais aspectos da implementação do sistema de Proteção AC, Supervisão e Controle dos equipamentos principais do Bipolo 2, pertencentes ao Edital 007 de 2008 da ANEEL.. Ressalta-se a Arquitetura de supervisão e controle prevista e a adoção de um Centro de Operação em Araraquara contemplando as operações remotas do sistema retificador em Porto Velho. São apresentadas as principais funções de proteção dos equipamentos AC, bem como as interfaces principais entre os agentes envolvidos na operação da SE Porto Velho e SE Araraquara

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Edital 007/2008- ANEEL – ANEXO 6F-CC;

(02)- STAND/2004/ FUNC HVDC Protection Philosophy Standard Functional Specification RELATÓRIO TÉCNICO

(03) - Operador Nacional do Sistema Elétrico – Submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações – Rev. Nº 1.1

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Gerson Massahiro Teoi graduou-se em 1989 em Ciência da Computação pelo Instituto de Matemática e Estatística da USP. Em 2007, concluiu o MBA em Gestão Empresarial pela FIA-USP. Admitido em 1988 na Alstom-Cegelec, participou em diversos desenvolvimentos de sistemas industriais (Química, Saneamento, Vidro, Geração Hidrelétrica). Atualmente na Schneider Electric, atua como coordenador técnico integrando sistemas de automação na área de Transmissão e Distribuição de Energia.

Eduardo de Medeiros Brandi. Graduiu-se em 1980 em Engenharia Elétrica pela UGF, em 1986 e 1996 obteve o Grau de Mestre em Ciências em Engenharia Nuclear e Planejamento Energético pela COPPE-RJ e Engenharia Elétrica – Sistemas de Controle pelo IME, respectivamente, Em 2005 concluiu MBA em Finanças pela COPPEAD-RJ. Atualmente trabalha na Eletrobrás-FURNAS , no Departamento de Engenharia Elétrica e realiza a Engenharia do Proprietário na IE Madeira.

Paulo Alexandre Zerbati graduou-se em 1997 em Engenharia de Eletricidade, com ênfase em Energia e Automação, pela Escola Politécnica da USP. Em 2005 concluiu MBA em Gestão Empresarial na Fundação Getúlio Vargas. De 2000 a 2008 trabalhou na área de proteção e controle em Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia na Siemens. Atualmente, trabalha na Alstom Grid como Gerente Técnico no grupo de HVDC do projeto de IE Madeira.

Thierry Deburck graduou-se em 1988 em Engenharia Elétrica pela Ecole Supérieure d'Electricité na França, em Engenharia Elétrica, com ênfase em sistemas de potência. Iniciou a sua carreira na CGEE-ALSTHOM, atuando em projetos de eletrônica de potência HVDC e SVC. Trabalhou na ALSTOM – França e desde 2001 na ALSTOM Brasil, nas áreas de estudos de sistemas e de subestações Turn Key.