



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

FI/GSE/17
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VIII

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

ESTUDO DE DISPONIBILIDADE COMPARATIVO ENTRE O ARRANJO SEGUNDO ONS E ARRANJO ALTERNATIVO SIMPLIFICADO USANDO TECNOLOGIA EM GIS PARA SUBESTAÇÃO DE 500 KV

**Marta Lacorte
ABB**

**Bekim Tahiri
ABB**

**Claudio Puga
ABB**

RESUMO

O item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [1] definidos pelo ONS para o SIN (Sistema Interligado Nacional) define os arranjos de barramentos para subestações com isolamento a ar do sistema de transmissão da rede básica. Para subestação com tensão igual ou superior a 345 kV o arranjo de barras definido por este módulo é o de barra dupla com disjuntor e meio.

No entanto, no item 6.1.2 do mesmo módulo, é mencionada a possibilidade de utilização de arranjos de barramento alternativos com isolamento em SF6, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1, comprovado por meio de estudos de confiabilidade.

Um estudo de confiabilidade realizado para uma subestação fictícia de 500 kV foi elaborado, com objetivo de comparar a disponibilidade de subestação com equipamentos isolados a ar (AIS) e com equipamentos isolados a gás SF6.

A ferramenta de cálculo de confiabilidade utilizada é o programa SUBREL [2] desenvolvido pela ABB para estudos de disponibilidade de subestações.

Os dados de entrada necessários para realizar o estudo, como dados de falha, tempo de reparo, frequência de manutenção e duração de execução de manutenção foram retirados de pesquisa realizada pelo CIGRE.

O estudo tem como objetivo demonstrar que um arranjo de barra mais simples com equipamentos SF6 pode ter desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1.

O resultado do estudo é a frequência e duração de interrupção de fornecimento de energia na saída de linha da subestação.

O estudo mostra que a quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos a SF6, mesmo em um arranjo mais simples, é muito inferior a quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos subestação isolados a ar estará indisponível.

PALAVRAS CHAVE

Subestação, confiabilidade, GIS, disponibilidade

1.0 - INTRODUÇÃO

Segundo item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [1] definidos pelo ONS para o SIN (Sistema Interligado Nacional), os arranjos de barramentos para subestações com isolamento a ar do sistema de transmissão da rede básica com tensão igual ou superior a 345 kV deve ser barra dupla com disjuntor e meio.

No entanto, no item 6.1.2 do mesmo sub módulo, é mencionada a possibilidade de utilização de arranjos de barramento alternativos com isolamento em SF₆, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1, comprovado por meio de estudos de confiabilidade.

Devido à baixa indisponibilidade de seus módulos, subestações isoladas a gás SF₆ (GIS) possuem alta confiabilidade e disponibilidade, possibilitando, assim, arranjos simplificados com a mesma ou maior disponibilidade que subestações convencionais com arranjos mais complexos

Tempo de instalação reduzido, menor exigência de espaço e menos necessidade de manutenção são outras vantagens de subestações isoladas a gás SF₆ (GIS).

Um estudo de confiabilidade para uma subestação fictícia de 500kV foi elaborado, com objetivo de comparar a disponibilidade de subestação com equipamentos isolados a ar (AIS) e com equipamentos isolados a gás SF₆ (GIS) com arranjos mais simples.

Cálculo de confiabilidade é um fator-chave para a avaliação técnico-econômica de soluções de subestações e é aplicável principalmente para verificar o desempenho de arranjo e tecnologia dos equipamentos de uma subestação.

2.0 - CÁLCULO DE CONFIABILIDADE

O processo de cálculo de confiabilidade simula todas as interrupções prováveis de componentes individuais ou de múltiplos diferentes componentes ao mesmo tempo.

Para cada um destes eventos é verificado, se este resulta em interrupção de uma função primordial da subestação e qual a duração desta interrupção.

A retirada de operação de um equipamento por falha ou manutenção não modifica a probabilidade deste equipamento falhar ou entrar em manutenção após retornar operação.

Assim, o processo de análise de confiabilidade de uma subestação é um processo estocástico tipo Markov. Processos de Markov é uma classe especial dos Processos Estocásticos, onde as distribuições de probabilidade para os passos futuros do processo dependem somente do estado presente, desconsiderando como o processo chegou a tal estado.

A ferramenta de cálculo de confiabilidade utilizada é o programa SUBREL [2] desenvolvido pelo ABB Instituto de Tecnologia em Raleigh, NC, EUA, para estudos de comparação e avaliação de tecnologias e arranjos de subestações.

O programa SUBREL usa uma enumeração de estado dinâmico para calcular a confiabilidade de cada componente no sistema.

Essencialmente, programa SUBREL modela todas as contingências possíveis, determina o impacto de cada contingência para a confiabilidade de cada componente, determina a frequência de cada contingência e resume o impacto de todas contingências para uma avaliação global de confiabilidade.

Os dados de entrada são:

Failure Rate: taxa de falha por ano (/ano)

Mean Time To Repair: tempo de reparo (hr/yr)

Maintenance Frequency: frequência de manutenção por ano (/ano)

Maintenance Duration: tempo para realizar a manutenção (hr/ano)

A primeira coisa que o programa SUBREL faz é determinar a quantidade de tempo que uma subestação está no seu estado normal de funcionamento. Esta quantidade é igual a quantidade de tempo em um ano menos o tempo gasto em manutenção:

$$\% \text{ em funcionamento normal} = ((8760 \text{ horas}) - (\text{horas em manutenção})) / 8760 * 100$$

O programa SUBREL então simula todas as falhas que ocorrem nos componentes enquanto o sistema está no seu estado normal de funcionamento.

Para cada componente é simulada a seguinte sequência de eventos:

1. O componente sofre uma falha.
2. Os dispositivos de proteção conectados ao equipamento em falta são desligados (o sistema de proteção é assumido ser perfeito).
3. Depois o equipamento em falta é isolado e o sistema é reconfigurado para restaurar a energia para tantas cargas quanto possível.
4. Depois que o tempo médio de reparo (MTTR) do componente em falta é decorrido, a falha é considerada reparada e o sistema retorna ao seu estado normal de funcionamento.

Cada uma dessas falhas irá impactar a confiabilidade dos componentes da subestação de várias maneiras. O programa SUBREL mantém o controle da contribuição de cada falha na frequência de interrupção e duração da interrupção de cada componente. Estes valores são então ponderados com base na taxa de falha do componente defeituoso e a probabilidade de o sistema estar no estado normal de funcionamento.

Depois de simular faltas no estado operacional normal, o programa SUBREL simula todos estados de manutenção e todas as falhas que ocorrem durante os estados de manutenção.

Quando um componente está em manutenção, o programa SUBREL isola automaticamente o componente e reconfigura o sistema para restaurar a energia para o maior número cargas possível. O estado de manutenção faz com que o componente em manutenção sofra uma interrupção. Esta interrupção pode levar a uma interrupção de componentes vizinhos.

Depois de determinar o estado de manutenção para um determinado componente, o programa SUBREL simula faltas em todos os componentes energizados. Esta simulação de falhas é idêntica à simulação durante o estado normal, exceto que o sistema começa com uma configuração diferente.

Os valores dos dados de entrada utilizados foram retirados de publicações recentes do Cigre [3,4].

3.0 - SUBESTAÇÃO 500KV

A subestação fictícia considerada é composta de 4 saídas de linha e 4 transformadores. A Figura 1 apresenta a subestação com arranjo segundo procedimento de rede para subestação isolada a ar com tensão igual ou superior a 345 kV, barra dupla com disjuntor e meio.

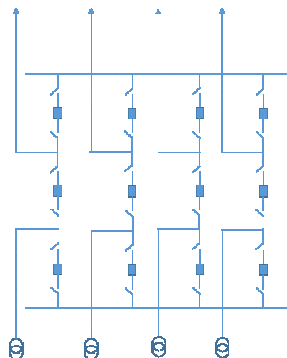


Figura 1 – Diagrama Unifilar com arranjo segundo procedimento de rede para subestação isolada a ar com tensão igual ou superior a 345 kV, barra dupla com disjuntor e meio.

O arranjo de barramento da subestação com isolamento a gás SF6 (GIS) considerado é o de barra dupla com 3 chaves, seccionadoras, como apresentado na Figura 2.

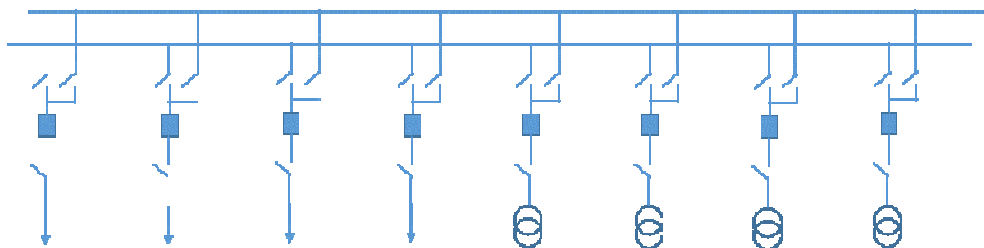


Figura 2 – Diagrama Unifilar com arranjo considerado no estudo para subestação isolada a gás SF6, barramento duplo com 3 chaves seccionadoras.

Este arranjo é mais simples ainda que o definido no item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS para subestação com tensão igual ou inferior a 245 kV.

Os arranjos de barramentos para subestações com tensão igual ou inferior a 245 kV e isolamento a ar do sistema de transmissão definido no item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS é arranjo de barramento de barra dupla com 4 chaves seccionadoras.

4.0 - ESTUDO

O estudo tem como objetivo demonstrar que subestação com isolamento a SF6 com um arranjo de barras mais simples apresenta desempenho igual ou superior a subestação isolada a ar com arranjo mais complexo.

Para a subestação isolada a ar, os dados de falha e de tempo de reparo, assim como a frequência de manutenção e duração de execução de manutenção foram retirados de pesquisa realizada pelo CIGRE, publicada na brochura CIGRE Brochure 510 - HV Equip Reliability Part 2 - Circuit Breaker [3].

Para subestação isolada a gás SF6 os dados de falha foram retirados de pesquisa realizada pelo CIGRE, publicada na brochura CIGRE Brochure 513 - HV Equip Reliability Part 5 GIS [4].

O tempo de reparo, frequência de manutenção e duração de execução de manutenção em uma subestação isolada a gás SF6 são função da compartimentação da subestação.

Para realização de reparo ou manutenção em um compartimento da subestação isolada a gás SF6, o gás deve ser retirado do compartimento em serviço e a pressão dos compartimentos adjacentes deve ser reduzidas para realização do serviço em segurança.

Portanto, quanto mais compartimentada a subestação mais rápido é realizado um serviço de manutenção ou reparo.

Porém, o custo é mais elevado e as dimensões são maiores com mais compartimentação. Existe um número ótimo de compartimentação, que permite serviço em um módulo com a retirada de serviço de outros poucos compartimentos.

A Figura 3 apresenta esquematicamente as ações com relação a pressão do gás para realização de um serviço em um compartimento após uma falha. O mesmo procedimento deve ser realizado para efetuar manutenção em um compartimento.

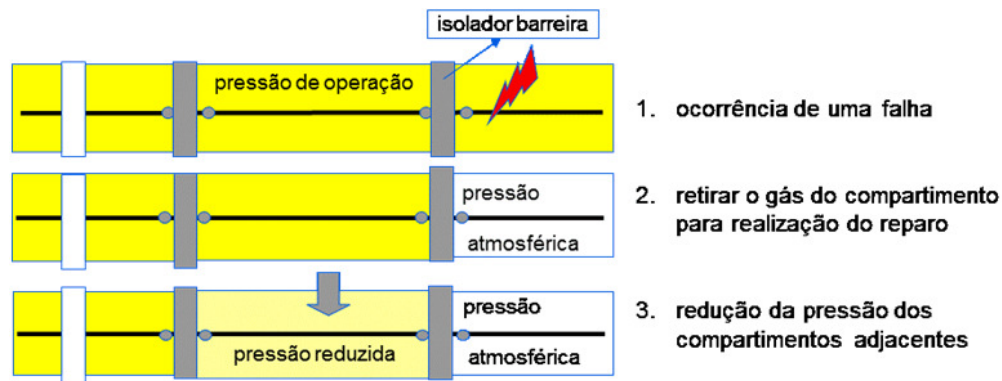


Figura 3 – ações para realização de serviço em um compartimento de subestação isolada a gás SF6

De acordo com a revisão da IEC 62271-203 (FDIS in circulation) [5], de forma a obter continuidade de serviço, o arranjo de uma subestação GIS deve ter compartimentos intermediários que possibilitem a diminuição da pressão do gás com perda de um número reduzido de outros componentes.

A compartimentação do gás na subestação considerada no estudo possui compartimentos intermediários entre as chaves de barras em um arranjo em barra dupla. Desta forma o disjuntor pode ser desmontado sem desligamento total da subestação. E o desmonte da chave de uma das barras, não afeta a operação da outra barra.

A Figura 4 mostra o diagrama de gás da subestação isolada a gás SF6 considerada no estudo, com a compartimentação representada.

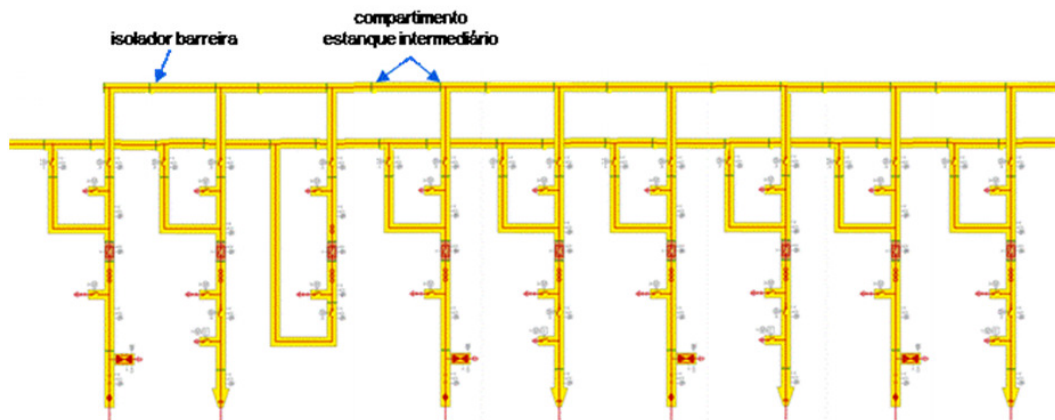


Figura 4 - diagrama de gás da subestação isolada a gás SF6 considerada no estudo.

Os dados de entrada considerados no estudo são apresentados na Tabela I.

Os valores para equipamentos isolados a gás SF6 apresentados na Tabela I, são válidos considerando o arranjo dos compartimentos de gás conforme IEC 62271-203 revisada. Foi considerado, ainda, que sobressalentes dos equipamentos estão disponíveis para serem trocados. Ou seja, o equipamento será substituído quando de falha ou manutenção.

	Equipamento	FR	MTTR	MF	MD
		[1/y]	[h]	[1/y]	[h]
AIS	disjuntor	0,0132	16	0,066667	10
	seccionadora	0,0036	10	0,2	8
GIS	disjuntor	0,0025	17	0,04348	17
	seccionadora	0,001	16	0,04348	16

Tabela I: dados de entrada para o estudo de confiabilidade

5.0 - RESULTADO

O resultado do estudo é a frequência e duração de interrupção de fornecimento de energia na saída de uma linha da subestação.

A figura 5 apresenta a frequência de indisponibilidade de uma linha devido a falhas e manutenção.

A frequência que uma saída de linha da subestação isolada a ar estará indisponível é 0,43 / ano.

Para uma linha na subestação isolada a gás SF6 a frequência de indisponibilidade da linha é 0,083/ano.

A frequência da indisponibilidade para subestação com equipamentos a SF6, mesmo em um arranjo mais simples, é inferior a subestação com equipamentos isolados a ar.

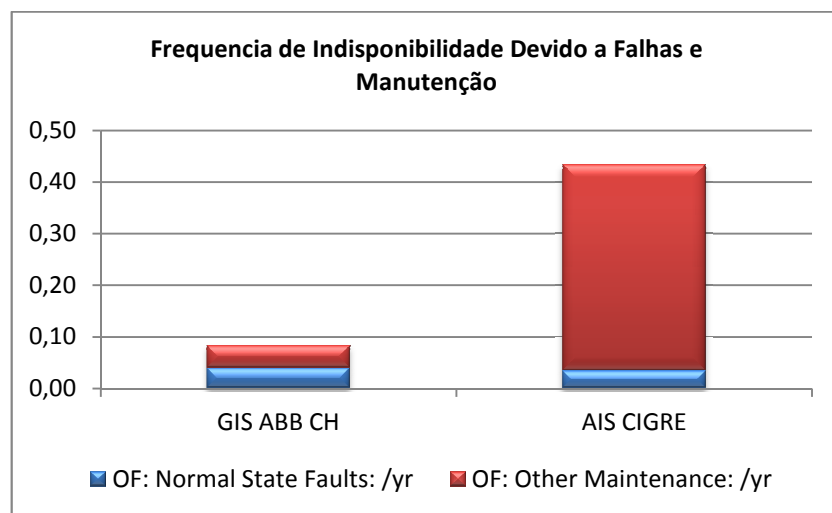


Figura 5: Frequência de Indisponibilidade devido a Falhas e Manutenção por ano

A figura 6 apresenta a indisponibilidade da linha devido a falhas e manutenção.

A quantidade de horas que uma saída de linha da subestação isolada a ar estará indisponível é de 3,3 horas / ano.

Para uma linha na subestação isolada a gás SF6 a indisponibilidade total da linha é de 0,83 horas/ano.

A quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos a SF6, mesmo em um arranjo mais simples, é muito inferior a quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos subestação isolados a ar estará indisponível.

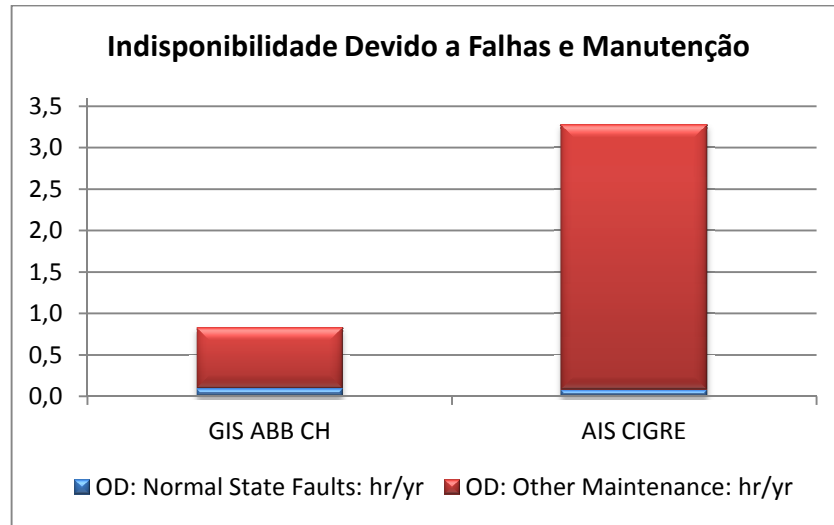


Figura 6: Duração da Indisponibilidade devido a Falhas e Manutenção em horas por ano

A figura 7 apresenta a indisponibilidade total da linha devido a falhas e manutenção para um período de 30 anos.

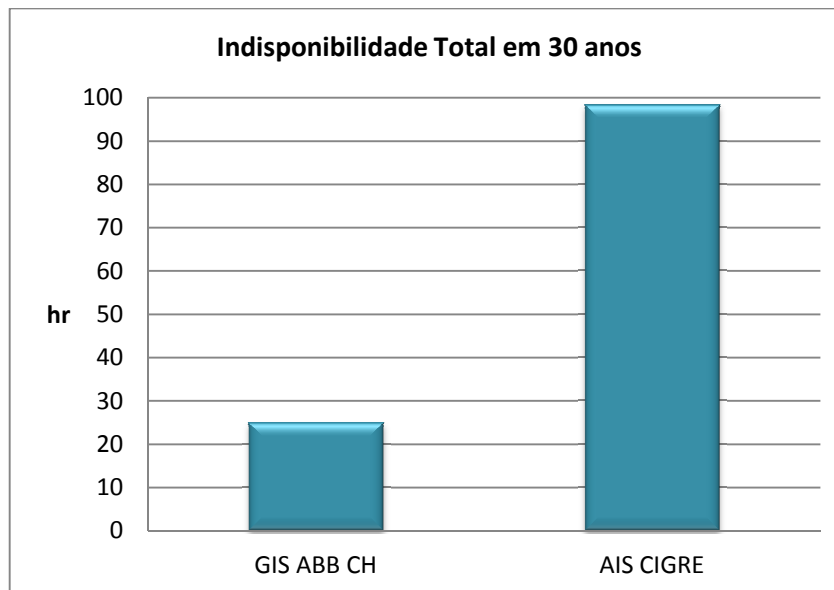


Figura 7: Frequência de Indisponibilidade devido a falhas e manutenção por 30 anos

6.0 - CONCLUSÕES

Os estudos realizados comparam duas tecnologias de equipamentos de subestação em arranjos de barras diferentes.

O desempenho da subestação com equipamentos isolados a SF6, mesmo em um arranjo mais simples, é superior a subestação com equipamentos isolados a ar.

Subestação com equipamentos isolados a SF6 apresenta melhores índices de confiabilidade com menor frequência de interrupções e maior disponibilidade do sistema quando comparado com subestação com equipamentos isolados a ar.

Este fato pode ser explicado pelo elevado grau de confiabilidade que os componentes da GIS possuem, uma vez que estão confinados em SF6, não estando, portanto, sujeitos a condições ambientais.

A quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos a SF6, mesmo em um arranjo mais simples, estará indisponível é em torno de 20% da quantidade de horas que a linha na subestação com equipamentos isolados a ar estará indisponível.

O desempenho da subestação com equipamentos isolados a SF6 é muito superior ao de uma subestação isolada a ar, mesmo sendo o arranjo de barras mais simples.

Portanto, uma subestação com isolamento em SF6 com arranjos de barramento mais simples pode ser instalada no SIN.

7.0 - REFERÊNCIAS

[1] - ONS - Procedimentos de Rede Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho.

[3] - CIGRE Brochure 510 - HV Equip Reliability Part 2 - Circuit Breaker.

[4] - CIGRE Brochure 513 - HV Equip Reliability Part 5 GIS

[5] - IEC 62271-203 - High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: GIS rated voltages above 52 kV

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marta Lacorte

Nascida em 19 de julho de 1961 no Rio de Janeiro- RJ, Brasil.

Engenheira Eletricista pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1983. Mestre em Engenharia Elétrica pela Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia da universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE-UFRJ, em 1988. Pesquisadora do CEPEL, de 1984 a 1991, tendo atuado na área de pesquisa em equipamentos de manobra e proteção contra sobrecorrentes. Em 1992, transferiu-se para a ABB Suíça, onde trabalhou até 2001 no departamento de Subestação Isolada a Gás SF6 (GIS) como suporte técnico. Em 2002 retornou ao Brasil como representante da fábrica de disjuntores de gerador da ABB Suíça para América Latina. De 2011 até 2015 foi responsável técnica pelos equipamentos de Alta Tensão na ABB Brasil. Atualmente é sócia da empresa ATIVA ENGENHARIA.

Bekim Tahiri

Nascido em 01 de novembro de 1977 em Prishtina- Kosovo.

Engenheiro Eletrônico pela Universidade de ciências aplicadas de Zurique em 2006. Trabalhou desde 1993 nos departamentos de montagem de GIS&GCB, Serviços e vendas de Alta Tensão da ABB Suíça, desde 2012 desenvolvimento de negócio com GCB&GIS na ABB Brasil.

Claudio Montes Puga

Nascido em São Paulo-SP, em 06 de julho de 1975.

Engenheiro eletricista formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2000.

Trabalha na ABB Brasil desde 1999 tendo ocupado diversas funções técnicas e gerenciais em segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como em indústrias de base como óleo e gás, mineração e papel e celulose.