



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

CB/GPC/03

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO-5**

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

**SUBESTAÇÃO DIGITAL: QUAL A SOLUÇÃO MAIS CONFIÁVEL E ECONÔMICA?**

**Paulo Lima(\*)      José Ferreira      Geraldo Rocha      Augusto Rufino  
SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, COMERCIAL LTDA**

**RESUMO**

Este trabalho faz uma análise comparativa entre as principais arquiteturas de comunicação e concepções de projetos utilizados para digitalização de subestações utilizando os protocolos da norma IEC 61850 ou outros protocolos padronizados por outras normas. A análise leva em consideração a confiabilidade dos diversos sistemas em termos de indisponibilidade, também é avaliado o custo de cada uma das alternativas e qual o nível de complexidade e, conseqüentemente, nível de expertise requerido pela equipe de manutenção para detectar falhas e restaurar a operação do sistema.

**PALAVRAS-CHAVE**

IEC 61850, subestação digital, confiabilidade, indisponibilidade, MTBF, MTTR, economia.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Engenheiros de empresas de geração, transmissão, distribuição e indústrias têm aplicado a norma IEC 61850 em subestações de energia com o objetivo principal de reduzir o grande volume de cabos utilizado nas instalações tradicionais. Diz-se que uma instalação é tradicional se as interligações são realizadas através de cabos elétricos entre os equipamentos de pátio e os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção e controle alocados na casa de controle, ou ainda, se as interligações entre diferentes IEDs para transferências de disparos e intertravamentos são realizadas por cabos metálicos convencionais.

A norma IEC 61850 estabelece três grandes formas de troca de dados: a comunicação cliente-servidor, através do protocolo MMS (Manufacturing Message Specification), com aplicação voltada para supervisão e controle; a comunicação publicador-assinante, para troca de mensagens rápidas entre IEDs através do protocolo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event); a comunicação publicador-assinante SV (Sampled Values), também para troca de mensagens rápidas, como o GOOSE, porém para envio de valores amostrados dos sinais analógicas de corrente e tensão entre os IEDs e as MUs (Merging Units) ou TCs (Transformadores de Corrente) e TPs (Transformadores de Potencial) óticos, estas amostras são a grandeza de entrada dos filtros digitais para o cálculo fasorial. Estas duas últimas formas de troca de dados substituem os tradicionais cabos elétricos de controle e serão o foco deste trabalho.

Ao conceber um sistema de proteção, os engenheiros são desafiados a definir uma solução que seja economicamente viável e ao mesmo tempo buscar uma solução que atenda a requisitos fundamentais para o bom desempenho do sistema proteção: velocidade, segurança, confiabilidade, seletividade e sensibilidade, de acordo com a criticidade e características de cada aplicação. A referência [1] faz uma análise comparativa entre três concepções de sistemas proteção e controle:

- Esquema com fiação convencional;

- Módulo de aquisição de entradas e saídas digitais e analógicas (E/S) alocado no pátio da subestação, com link de fibra ótica serial para o IED na casa de controle;
- Módulo de aquisição de E/S alocado no pátio da subestação, com link de fibra ótica Ethernet para o IED na casa de controle.

Neste trabalho, propõe-se uma extensão da análise realizada previamente em [1]. Além da substituição de E/S por links de fibra ótica a análise estende-se também para substituição dos tradicionais cabos provenientes dos TCs e TPs por links de fibra, seja através de rede Ethernet ou link ponto a ponto, levando-se em consideração aspectos de confiabilidade e economia e facilidade de diagnóstico na avaliação destas soluções. Um exemplo de aplicação com um diagrama unifilar é utilizado para auxiliar a análise. As seguintes soluções são comparadas:

- Merging Units (MUs) alocadas em campo enviando informações para os IEDs de proteção e controle alocados na casa de controle – baseado em rede Ethernet;
- Merging Units (MUs) alocadas em campo enviando informações para os IEDs de proteção e controle alocados na casa de controle – baseado em link serial ponto a ponto;
- Relé de proteção e controle alocados em campo, sem utilização de MUs;
- Relé de proteção e controle alocados em campo, que também possuem a funcionalidade de MU.

Na análise em relação à confiabilidade, o trabalho avalia a indisponibilidade do sistema de proteção, levando em consideração o tempo médio entre falhas (MTBF) e o tempo médio de reparo (MTTR) dos equipamentos e dispositivos envolvidos. Para simplificar a análise, os pontos de falha que são comuns a todos os casos são desconsiderados – podemos considerar isso como aceitável, uma vez que é uma análise comparativa. Já para a análise econômica, são considerados os custos dos equipamentos envolvidos, como switches, MUs, cabos e fibra ótica e também são considerados os custos de projeto e o nível de especialidade requerido para realizar diagnósticos no sistema já em operação. Como resultado, é apresentado um quadro comparativo entre as soluções, contendo as seguintes informações: indisponibilidade, custos e nível de dificuldade de manutenção e diagnóstico.

## 2.0 - TAXA DE FALHAS E INDISPONIBILIDADE DOS DISPOSITIVOS

Um sistema consiste de diversos componentes, para o quais a confiabilidade pode ser expressa de mais de uma maneira. Uma medida comum é a probabilidade de o dispositivo estar indisponível para realizar funções vitais para a operação do sistema. Se esta indisponibilidade dos componentes do sistema é conhecida, a análise por árvore de falhas permite prever qual a indisponibilidade de todo sistema.

A taxa de falhas de um dispositivo é o número de falhas esperadas por um período de tempo. É comum expressar este dado como sendo o tempo médio entre falhas (Mean Time Between Failures), MTBF. Disponibilidade e indisponibilidade são normalmente expressos como probabilidades [2]. Para todos equipamentos utilizados na análise, as taxas de falhas são baseadas em dados de campo ou, para o caso de falta de dados de campo, equipamentos que possuem mesmo nível de complexidade e são expostos às mesmas condições operacionais, são considerados com taxas de falhas similares. Dada o MTBF e o tempo necessário para detectar e reparar o problema, pode-se calcular a indisponibilidade conforme mostrado em (1).

$$q \cong \lambda \times MTTR = \frac{MTTR}{MTBF} \quad (1)$$

Onde:  $q$  é a indisponibilidade

$\lambda$  é uma taxa de falhas constante

MTTR é o tempo médio de reparos

$MTBF = 1/\lambda$  é o tempo médio entre falhas

Cada falha leva a um período MTTR em que o equipamento fica indisponível. O sistema fica indisponível por uma fração de tempo ao longo do MTBF. A indisponibilidade do sistema é, portanto, (MTTR / MTBF) [2] [3] [4]. Para cada IED com detecção automática de falha internas, usaremos um tempo para detectar e reparar de 48 horas, ou MTTR = 48 horas. Para dispositivos que não possuem auto diagnose, descrever-se-á como obtém-se o MTTR. A indisponibilidade média é adequada para análises comparativas [1], como se propõe este trabalho. Após os cálculos de indisponibilidade demonstrados para cada dispositivo, os resultados são resumidos na Tabela 1.

### 2.1 Switch Ethernet

Diversos fabricantes de switches disponibilizam dispositivos com alta confiabilidade. Para um destes switches, o fabricante indica um MTBF de 500.000 horas. A indisponibilidade é dada por (2).

$$q = \frac{48\text{horas}}{500.000\text{horas}} = 96 \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

### 2.2 Interface Ethernet do IED

Dados baseados na experiência de um fabricante mostram um MTFB de 2.500 anos para a interface Ethernet de IEDs projetados para ambientes de subestação. A indisponibilidade é dada por (3).

$$q = \frac{48\text{horas}}{2.500\text{anos} \cdot 365\text{dias} \cdot 24\text{horas}} = 2 \cdot 10^{-6} \quad (3)$$

### 2.3 Conexão de Cabo Elétrico

A referência [5] diz que estatísticas de fabricantes mostram um MTBF de 5.000 anos para conexões de cabos elétricos – considerando que foram realizados testes funcionais e também o envelhecimento de uma instalação nova. Já a referência [6] diz que conexões em réguas de borne têm um MTBF de 4.400 anos ou mais. A prática nas empresas de energia é de a fiação não possuiu um sistema de detecção de falhas automático, assim o tempo médio de detecção destas falhas é a metade do tempo de manutenção periódica. Neste trabalho, considerou-se um intervalo de teste de 2 anos. A indisponibilidade para as conexões de cabos elétricos é dada por (4).

$$q = \frac{1\text{ano}}{5000\text{anos}} = 200 \cdot 10^{-6} \quad (4)$$

### 2.4 Conexão de Cabo Elétrico para Alimentação dos IEDs e Sinais Analógicos

A conexão de cabos para alimentação e demais sinais analógicos é considerada com mesmo MTBF que cabos elétricos para E/S, porém como há monitoramento, é considerado um MTTR de 48 horas. A indisponibilidade para as conexões de cabo elétrico para alimentação dos IEDs é então dada por (5). Esta mesma indisponibilidade pode ser considerada para os sinais analógicos de corrente e tensão.

$$q = \frac{48\text{horas}}{5000\text{anos} \cdot 365\text{dias} \cdot 24\text{horas}} = 1.1 \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

### 2.5 Conexão de Fibra Ótica Monitorada

Na falta de dados de campo, neste trabalho considerou-se que a taxa de falha de uma conexão de fibra ótica é igual a taxa de falha de uma conexão com cabo elétrico – acredita-se que esta é uma estimativa conservadora. Como a conexão de fibra possuiu auto monitoramento, assume-se um MTTR de 48 horas. A indisponibilidade para as conexões de fibra é então dada por (6).

$$q = \frac{48\text{horas}}{5000\text{anos} \cdot 365\text{dias} \cdot 24\text{horas}} = 1.1 \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

### 2.6 Merging Unit

As MUs são equipamentos relativamente novos e não há uma base de dados com taxa de falhas medida a partir da experiência em campo. Um fabricante possuiu um MTBF de 300 anos para os IEDs de proteção e controle. Considerando que as MUs são equipamentos com o mesmo nível de complexidade, possuem hardware muito semelhantes, são fabricados para instalação no mesmo ambiente de um IED de proteção e controle e que algumas MUs inclusive incorporam funções de proteção, este trabalho considera que o MTFB de uma MU é igual ao MTBF do relé de proteção. A indisponibilidade para uma MU é dada por (7).

$$q = \frac{48\text{horas}}{300\text{anos} \cdot 365\text{dias} \cdot 24\text{horas}} = 18 \cdot 10^{-6} \quad (7)$$

### 2.7 GPS

Dados baseados na experiência de um fabricante mostram um MTFB de 500.000 horas para equipamentos GPS projetados para ambientes de subestação. A indisponibilidade é dada por (8).

$$q = \frac{48\text{horas}}{500.000\text{horas}} = 96 \cdot 10^{-6} \quad (8)$$

Tabela 1 – Indisponibilidade Aproximada dos Componentes do Sistema

Componente	Indisponibilidade ( $1 \cdot 10^{-6}$ )	Disponibilidade	Tempo Indisponível Equivalente (Minutos)
Switch Ethernet	96	99.99040%	50.46
Interface Ethernet do IED	2	99.99978%	1.15
Conexão de Cabo Elétrico	200	99.98000%	105.15
Conexão de Cabo Elétrico para Alimentação e Sinais Analógicos	1.1	99.99989%	0.58
Conexão de Fibra Ótica Monitorada	1.1	99.99989%	0.58
<i>Merging Unit</i>	18	99.99817%	9.60
GPS	96	99.99040%	50.46

### 3.0 - EXEMPLO DE APLICAÇÃO E REQUERIMENTOS

Para a análise comparativa das alternativas de soluções propostas anteriormente, será utilizado um exemplo de vão de linha de 230kV, com esquema de barra dupla a quatro chaves mostrado na Figura 1. A Tabela 2 mostra a previsão de entradas e saídas digitais consideradas para cada equipamento, assim como a quantidade de sinais analógicos de corrente e tensão. O critério principal nesta análise será a maior disponibilidade. Os demais critérios, em ordem de importância, são os custos iniciais, imunidade à ruídos e facilidade de diagnose de falhas.

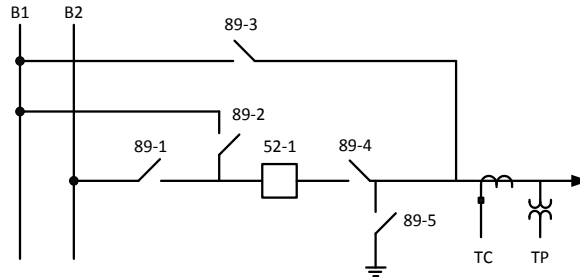


Figura 1 – Vão de Linha 230kV, Barra Dupla a Quarto Chaves

Tabela 2 – Quantidade de Sinais Analógicos e Digitais Por Equipamento

Equipamento	Entradas Digitais	Saídas Digitais	Analógicos
89-1	2	2	
89-2	2	2	
89-3	2	2	
89-4	2	2	
89-5	2	2	
52-1	16	9	
TC	0	0	3
TP	1	0	3
Reserva	5	2	
Total	32	21	6

### 4.0 - INDISPONIBILIDADE PREVISTA PARA AS ALTERNATIVAS DE DIGITALIZAÇÃO

Nesta seção estão incluídas as descrições e diagrama de blocos para cada uma das alternativas, assim como a indisponibilidade prevista baseada na análise de árvore de falhas.

Como será utilizada análise por árvore de falhas com objetivo de comparar diversas alternativas, o foco será dado para as diferenças entre estas, ou seja, tudo o que é comum entre as soluções não terá influência nesta análise e será desconsiderado das avaliações.

#### 4.1 Merging Unit em Rede Ethernet

A Figura 2 mostra o diagrama de blocos e árvore de falhas para a alternativa utilizando *Merging Unit em Rede Ethernet*. No exemplo utilizado, a Merging Unit está instalada em uma caixa de junção localizada no pátio da subestação, recebendo os sinais digitais e analógicos eletricamente.

Na Figura 2(a) as áreas em verde (A1 e A3) representam aquilo que é comum a todas as soluções, e, portanto, serão desconsiderados nesta análise. A área em branco (A2) representa as características específicas da alternativa *Merging Unit em Rede Ethernet*, são elas:

- Merging Unit: hardware da MU, par de cabos para alimentação da MU com 4 conexões e interface ótica para conexão com o switch;
- Switch Ethernet: hardware do switch, par de cabos para alimentação do switch MU com 4 conexões e interfaces óticas para conexão com a MU, GPS e IED. Será considerada mais uma interface ótica, que é a conexão no IED;
- GPS: o hardware do GPS, par de cabos para alimentação do GPS com 4 conexões e interface ótica para conexão com o switch.

A árvore de falhas para esta alternativa é mostrada na Figura 2(b). Considerou-se como evento principal a perda de qualquer sinal analógico ou digital, assim tem-se que somar as falhas relacionadas com a MU, switch e GPS através de uma porta lógica OU.

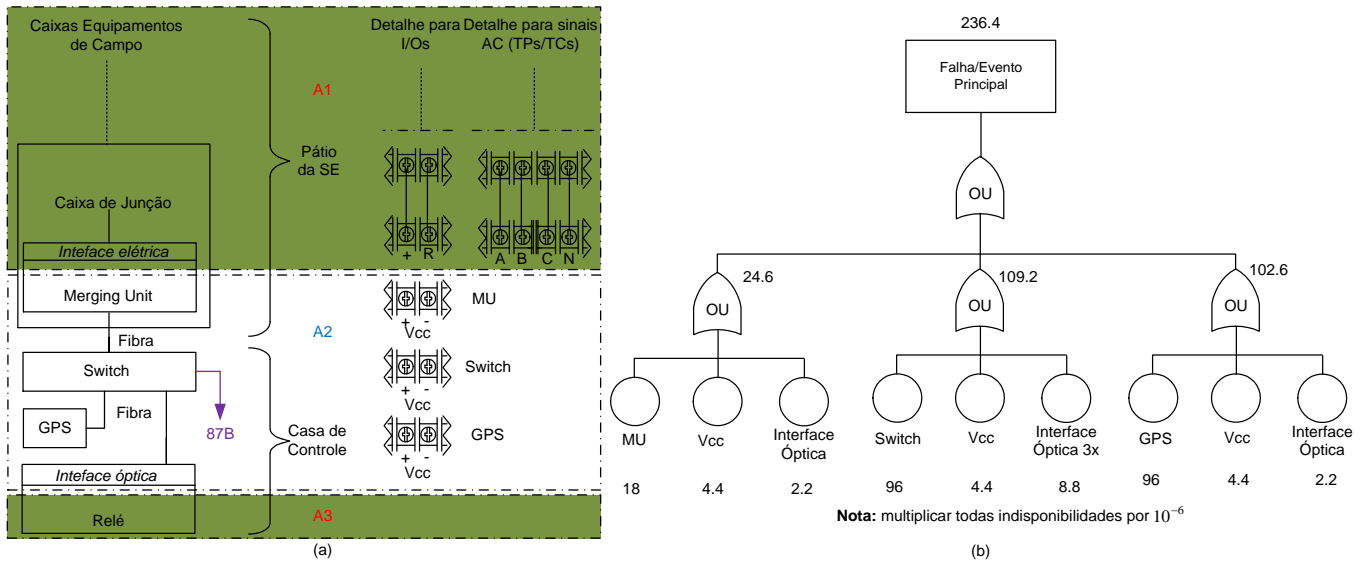


Figura 2 – Merging Unit em Rede Ethernet: (a) Diagrama de Blocos (b) Árvore de Falhas

A indisponibilidade encontrada na Figura 2(b) está relacionada apenas com a associação de componentes presentes na área A2. Além de disponibilizar os sinais digitais e analógicos para o relé de proteção do vão de linha, estes sinais ficam disponíveis para outras aplicações, como, por exemplo, proteção diferencial de barras.

#### 4.2 Mergin Unit com Link Ponto a Ponto

A Figura 3 mostra o diagrama de blocos e árvore de falhas para a alternativa utilizando *Merging Unit com Link Ponto a Ponto*. No exemplo utilizado, a Merging Unit está instalada na própria caixa de junção, recebendo os sinais digitais e analógicos. Na Figura 3(a) a área em branco (A2) representa as características específicas da alternativa *Merging Unit com Link Ponto a Ponto*, são elas:

- Merging Unit: hardware da MU, par de cabos para alimentação da MU com 4 conexões e interface ótica para conexão com o relé;
- Interface ótica do relé.

A árvore de falhas para esta alternativa é mostrada na Figura 3(b). Considerou-se como evento principal a perda de qualquer sinal analógico ou digital, assim tem-se que somar as falhas relacionadas com a MU e interface ótica do relé.

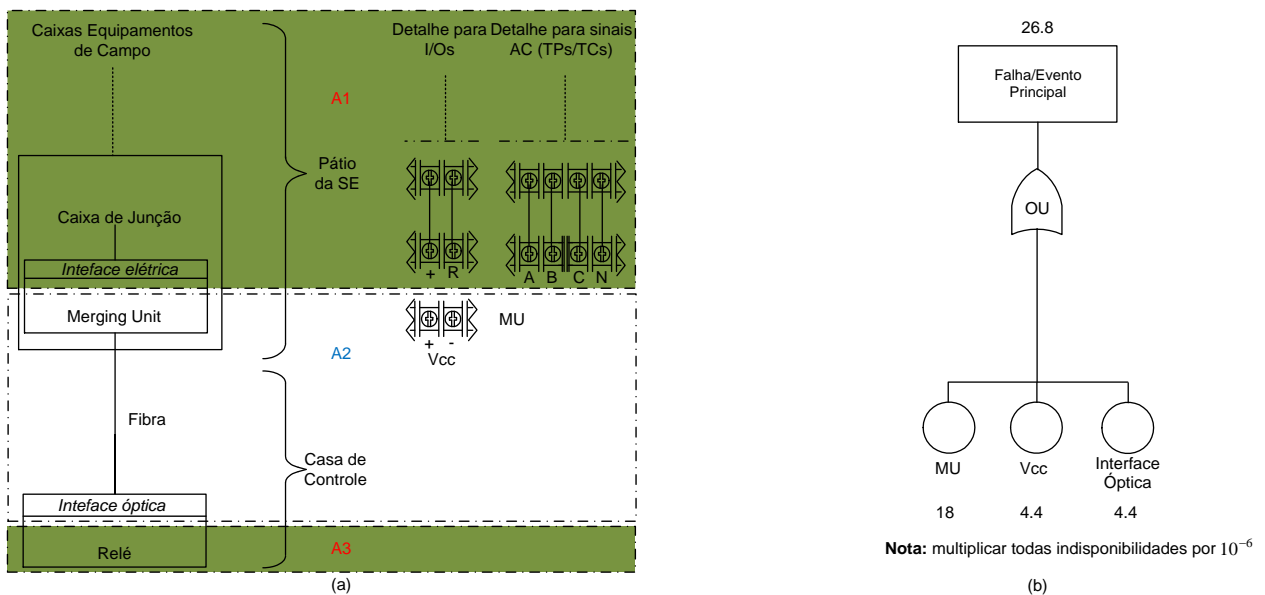


Figura 3 – Merging Unit com Link Ponto a Ponto: (a) Diagrama de Blocos (b) Árvore de Falhas

### 4.3 Relé Instalado em Campo

A Figura 4 mostra o diagrama de blocos e árvore de falhas para a alternativa utilizando *Relé Instalado em Campo*. Neste caso, o relé de proteção é alocado na posição ocupada pela MU nas alternativas anteriores.

Na Figura 4(a) a área em branco (A2) representa as características específicas da alternativa *Relé Instalado em Campo*. Observa-se que não há nenhum item a ser considerado como característica específica, uma vez que todos os pontos desta solução são pontos comuns para as demais alternativas:

- Relé de proteção e controle: item considerado em todas alternativas.
- Interface elétrica do relé: item considerado no próprio relé ou na MU em todas alternativas.

A árvore de falhas para esta alternativa é mostrada na Figura 4(b). Considerou-se como evento principal a perda de qualquer sinal analógico ou digital. Deve-se ressaltar que o resultado de indisponibilidade nula não é a indisponibilidade total do sistema. Pode-se interpretar, por ser uma análise relativa, que a indisponibilidade de todas as alternativas que são diferentes de zero, é a própria diferença entre esta alternativa e a solução com relé em campo. Pode-se citar como desvantagem da instalação do relé de proteção em campo o fato deste não disponibilizar os valores amostrados (*Sampled Values*) para outras aplicações além da proteção do vão. A Figura 5 mostra uma alternativa de um hardware que incorpora tanto as funções de proteção e controle quanto as funções de uma Merging Unit. Assim, tem-se a proteção e controle do vão com alta disponibilidade e também a disponibilização dos sinais para outras aplicações. Na Figura 5 é mostrado, como exemplo, disponibilização de sinais amostrados para o relé diferencial de barras. Como está-se fazendo a análise de confiabilidade para a proteção e controle apenas do vão, os equipamentos necessários para disponibilização do sinal para o relé diferencial de barras não é considerado no cálculo de indisponibilidade.

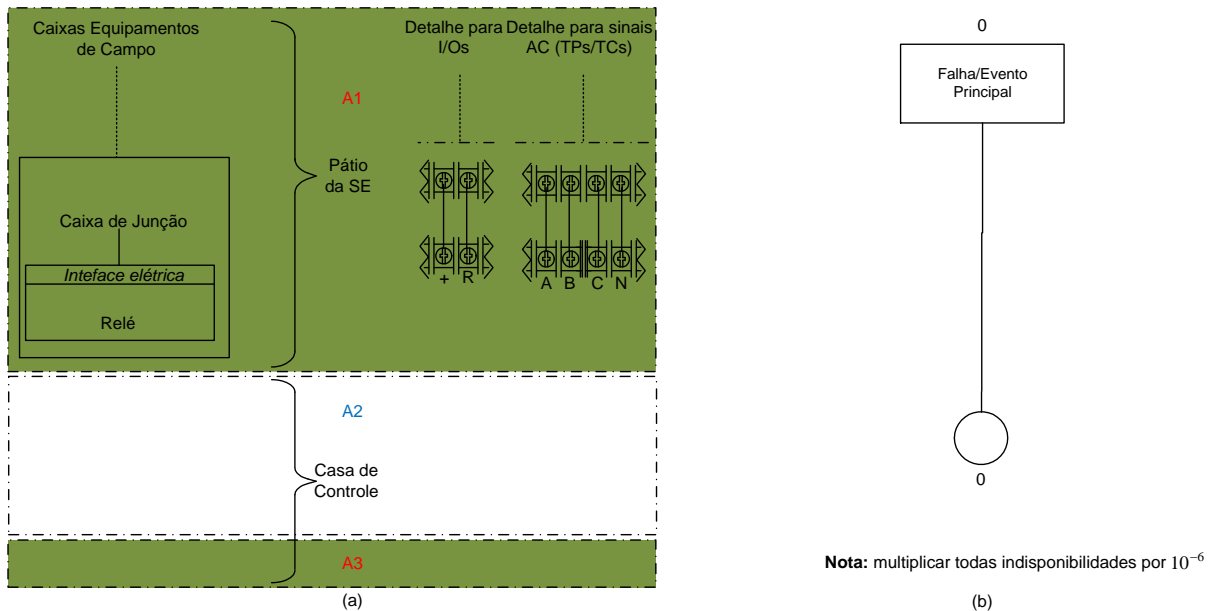
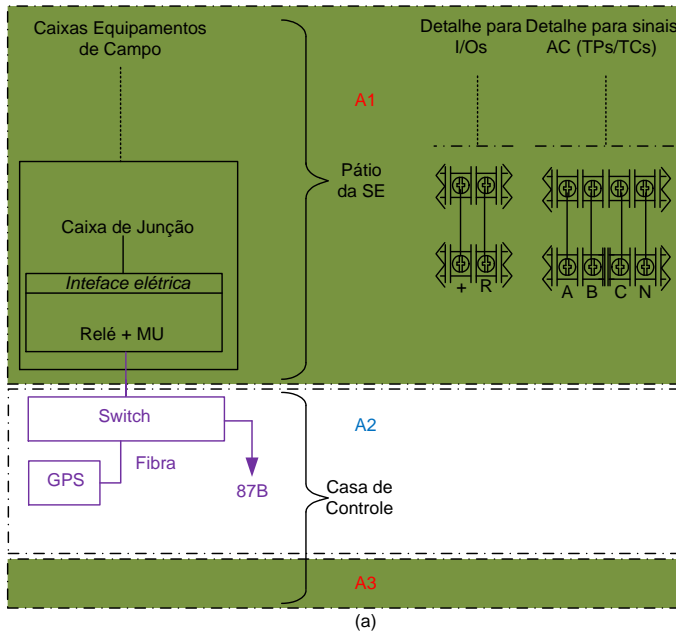


Figura 4 – Relé Instalado em Campo: (a) Diagrama de Blocos (b) Árvore de Falhas



Nota: multiplicar todas indisponibilidades por  $10^{-6}$

Figura 5 – Relé Instalado em Campo com Funcionalidade de MU: (a) Diagrama de Blocos (b) Árvore de Falhas

## 5.0 - ANÁLISE QUANTO AOS CUSTOS E FACILIDADE DE DETECÇÃO DE FALHAS

A análise em relação à confiabilidade mostra que a solução com relé instalado em campo é aquela que apresenta a menor indisponibilidade em relação às demais alternativas analisadas. Entretanto, outros aspectos são comumente considerados pelas empresas para tomada de decisão de investimento. Para tornar a comparação entre as alternativas mais completa, faz-se a seguir uma análise em relação aos custos e facilidade de diagnóstico de falhas e manutenção de cada uma das alternativas.

### 5.1 Análise Quanto aos Custos

A Tabela 3 mostra as necessidades de hardware e serviços necessários para implementação de cada uma das alternativas. Como está-se fazendo uma análise comparativa, utilizou-se o critério de eliminação de itens comuns para determinação de um ranking de custos. A alternativa com relé instalado no campo é a que apresenta o menor custo, seguida da merging unit ponto a ponto e merging unit em rede Ethernet.

Tabela 3 – Análise Comparativa de Custos

Item/Alternativas		MU Ethernet	MU Ponto a Ponto	Relé no Campo
<b>Hardware</b>	Relé de proteção e controle	X	X	X
	Merging unit	X	X	
	Switch	X		
	GPS	X	X	X
	Fibra conectorizada	X	X	X
<b>Serviços</b>	Projeto painel relé	X	X	X
	Projeto painel merging unit	X	X	
	Projeto painel automação	X		
	Lançamento de fibra	X	X	X
	Configuração relé	X	X	X
	Configuração MU	X	X	
<b>Ranking de Custos</b>	Configuração de rede	X		
		3	2	1

### 5.2 Análise Quanto à Facilidade de Manutenção e Diagnóstico de Falhas

A Tabela 4 mostra as necessidades de ferramentas e requisitos de conhecimento da equipe de manutenção necessários para diagnóstico de falhas em cada uma das alternativas. Assim como na análise de custos, utilizou-se o critério de eliminação de itens comuns para determinação de um ranking de facilidade de diagnósticos de manutenção. A alternativa com relé instalado no campo é a que apresenta maior facilidade, seguida da merging unit ponto a ponto e merging unit em rede Ethernet.

Tabela 4 – Análise Comparativa de Diagnóstico e Manutenção

Item	MU Ethernet	MU Ponto a Ponto	Relé no Campo
Ferramentas	Software relé	X	X
	Software MU	X	X
	Software switch	X	
	Software GPS	X	X
	Caixa de teste convencional	X	X
	Caixa de teste SV	X	X
	Analizador de rede	X	
Conhecimento Requerido	Engenharia de proteção	X	X
	Engenharia de rede SV	X	
Ranking de Manutenção	3	2	1

### 5.3 Outras Considerações em Relação a IEC 61850 SV

#### 5.3.1 Taxa de Amostragem

Uma taxa de amostragem padronizada é um dos principais pontos para atingir a interoperabilidade entre merging units e os relés de proteção e controle. O guia IEC 61850-9-2LE[10] define uma taxa de amostragem de 4.8kHz para aplicações de proteção e medição operacional e 15.36kHz para qualidade de energia e registro de perturbações. Estas taxas de amostragem definidas acabam resultando em limitações de algumas aplicações já utilizadas atualmente, como as mostradas abaixo:

- Relés de proteção atuais possuem oscilografias com taxa de amostragem da ordem de 8kHz, permitindo análise mais detalhada e precisa dos fenômenos transitórios dos eventos[7];
- Relé que possuem funções de proteção no domínio do tempo requerem uma taxa de amostragem da ordem de 10kHz. Estas funções permitem reduzir o tempo de atuação da proteção de linhas de transmissão até 10 vezes mais rápidos que os elementos baseados em fasores[8].
- A localização de faltas baseado em ondas viajantes (*traveling waves*) requerem taxas de amostragem entre 1 e 5 MHz, dependendo da tecnologia empregada. Esta tecnologia tem sido amplamente utilizada e permite uma localização de faltas precisa independente das características e comprimento da linha de transmissão[9].

A solução apresentada na Figura 5, relé de proteção com funcionalidades de *merging unit*, permite que todas estas aplicações que requerem uma taxa de amostragem acima daquela estabelecida pela 61850-9-LE sejam implementadas no próprio hardware da *merging unit*.

#### 5.3.2 Sincronismo de Tempo

Outro aspecto que se deve considerar em relação à utilização de *merging units* é a necessidade de sincronismo de tempo externo. Neste trabalho avaliamos apenas a indisponibilidade do dispositivo GPS e sua conexão com a rede Ethernet do barramento de processo. Porém, existem outros fatores a serem considerados, como confiabilidade da antenna, *holdover* do GPS e capacidade do dispositivo GPS de se conectar com diferentes constelações[11].

## 6.0 - CONCLUSÃO

O trabalho mostra que a alocação de IEDs de proteção e controle no pátio da subestação apresenta o melhor índice em relação à confiabilidade, custos e facilidade de manutenção e diagnóstico de falhas. A solução de merging unit ponto a ponto apresenta o segundo melhor desempenho e por último a solução merging unit em rede Ethernet. A solução de IED de proteção e controle no pátio com funções de *merging unit* incorporadas apresenta ainda a vantagem de possibilitar a disponibilização dos valores analógicos e digitais para demais aplicações e é o esquema com maior confiabilidade.

O trabalho faz ainda algumas considerações em relação às limitações de aplicação impostas pela taxa de amostragem prevista pela norma IEC 61850-9-2 e a necessidade de fonte de sincronismo de tempo externa, que torna a proteção menos disponível. Neste sentido, nos casos de aplicação de merging unit em rede Ethernet, recomenda a inclusão de funcionalidades de proteção na própria merging unit, aumentando assim a confiabilidade dos sistemas de proteção e controle.



## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Gary W. Scheer and Roy E. Moxley, "Digital Communications Improve Contact E/S Reliability," apresentado em 7th Annual Western Power Delivery Automation Conference, May 2005.
- (2) G. W. Scheer, "Answering Substation Automation Questions Through Fault Tree Analysis," Proceedings of the 4th Annual Texas A&M Substation Automation Conference, College Station, Texas, April 8–9, 1998.
- (3) P. M. Anderson, B. Fleming, T. J. Lee, and E. O. Schweitzer III, "Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods," Proceedings of the 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 21–23, 1997.
- (4) [3] N. H. Roberts, W. E. Vesely, D. F. Haasl, and F. F. Goldberg, "Fault Tree Handbook," NUREG-0492m U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC, 1981.
- (5) R. Sandoval and J. L. Eternod, "Evaluation of Methods for Breaker-Flashover Protection," Proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 19–21, 2004.
- (6) W. Denson, G. Chandler, W. Crowell, A. Clark, and P. Jaworski, "Nonelectronic Parts Reliability Data," Reliability Analysis Center, 1995.
- (7) SEL-421-4, -5 Relay Protection and Automation System Instruction Manual, July 2016.
- (8) Edmund O. Schweitzer, III, Bogdan Kasztenny, and Mangapathirao V. Mynam, "Performance of Time-Domain Line Protection Elements on Real-World Faults", 42nd Annual Western Protective Relay Conference, October 2015.
- (9) Edmund O. Schweitzer, III, Armando Guzmán, Mangapathirao V. Mynam, Veselin Skendzic, and Bogdan Kasztenny, "Locating Faults by the Traveling Waves They Launch", Presented at the 40th Annual Western Protective Relay Conference, October 2013.
- (10) IEC 61850-9-2 LE, Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2, UCA International Users Group.
- (11) Shankar V. Achanta, Larry Thoma, Ray Rice, and Dan Rippon, "Is Your Clock Ticking All the Time? Characterizing Substation-Hardened Clocks for Automation", Presented at the Power and Energy Automation Conference, March 2016.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Paulo Lima** recebeu o diploma de Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência em 2012 pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, e se especializou em automação de sistemas elétricos pelo Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL. Desde 2013 atua como engenheiro de aplicação na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. e suas atribuições incluem consultoria e suporte técnico em proteção e automação de sistemas elétricos de indústria, geração, distribuição e transmissão para clientes em todo Brasil. É instrutor na Universidade SEL de cursos de filosofias de proteção de sistemas elétricos e análise de oscilografias.

**José Ferreira** recebeu o diploma de engenharia elétrica, ênfase eletrotécnica, em 1982 pela Escola de Engenharia Mauá - IMT, trabalhou para CPFL - Cia Paulista de Força e Luz, CESP - Companhia Energética de São Paulo, CTEEP - Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, e ALSTOM - Hydro Latim América até 2015, somando mais de 25 anos de experiência em áreas de distribuição, geração e transmissão com sistemas de aterramento e sistemas de proteção elétrica, sendo responsável por estudos elétricos para análise, dimensionamento, especificação e segurança de operação e serviços de manutenção, comissionamento, treinamento. Atualmente é Coordenador de Engenharia de Aplicação da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. nas áreas de geração, transmissão, distribuição e indústrias.

**Geraldo Rocha** recebeu seu diploma de engenharia elétrica em 2001 da Universidade Estadual Paulista, Campus de Bauru, e se especializou em proteção de sistemas de potência na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ele trabalhou como engenheiro de proteção e automação na CPFL Geração de Energia SA, onde suas responsabilidades incluíam manutenção, comissionamento, especificação e estudos de proteção e automação de usinas hidroelétricas. Em 2007, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de aplicação, cobrindo todo o Brasil. Suas responsabilidades incluem treinamentos e suporte aos clientes nos serviços de automação e proteção de subestações, envolvendo as áreas de geração, transmissão e distribuição

**Augusto Rufino** nasceu em Itajubá, MG, em 17 de outubro de 1982. Possui os títulos: Engenheiro Eletricista com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá em 2007, Mestre em Administração de Negócios pela Universidade Padre Anchieta em 2014. Desde agosto de 2013 trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories como Engenheiro de Projetos de proteção, controle e automação de subestações, participando de diversos projetos nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia.