METRÔ - DF	ENGEVIX	CODIFICAÇÃO ENGEVIX P0016001-5X-RL-0008
SETOR	GERAL	
ENDEREÇO		
PROPRIETÁRIO	METRÔ - DF	
AUTOR DO PROJETO	IDYLIO THOMAZINI FILHO	
RESPONSÁVEL TÉCNICO		

METRÔ - DF

IDYLIO THOMAZINI FILHO CREA N° 5060007017

CREA N°

METRÔ - DF

SISTEMA ENERGIA			
SUB-SISTEMA SERVIÇOS INICIAIS/INFRAESTRUTURA			
VISTO ELJ/RJF	DATA 19/06/2013	LOCAL GERAL	
APROVADO OOP	DATA 30/01/2015	COMPONENTES /TIPO DE DOCUMENTO RELATÓRIO TÉCNICO CONSOLIDADO ESTUDO DE ALTERNATIVAS	AREA DE CONST. -
ESCALA **S/ESC.**	ETAPA DO PROJ. Básico		
N MICROFILME	FOLHA 1/64	CODIFICAÇÃO **RT.4/EX.99/00.008**	REVISÃO **1**

01	Aprovado Conf. Parecer Técnico 009/2015-TEN	30/01/15	ITF	MS	ITF	ELJ/RJF	RMP
0C	Revisado Conf. Parecer Técnico 020/2014-TPSF	12/08/14	ITF	MS	ITF	ELJ/RJF	RMP
0B	Revisado Conf. Parecer Técnico 029/2013-TDME	27/08/13	ECoA	AJCN	JoWe	ELJ/RJF	OOP
0A	Revisado Conf. Parecer Técnico 023/2013-TDME	02/08/13	RGCdA	AJCN	JoWe	ELJ/EML/ OOP	CAC
0	EMISSÃO INICIAL	19/06/13	RGCdA	AJCN	JoWe	ELJ/EML/ OOP	CAC
N°	MODIFICAÇÃO	DATA	FEITO	VISTO	APROVO	VERIF.	APROV
		CONTRATADA				**METRÔ - DF**	
R E V I S Õ E S							

METRÔ DF
RT.4/EX.99/00.008

ESTUDO DE ALTERNATIVAS

SISTEMA DE ENERGIA
PROJETO BÁSICO

SUMÁRIO

1 OBJETIVO 7

2 DAS ALTERNATIVAS 7

3 CONSIDERAÇÕES GERAIS 8

4 REDE DE ALIMENTAÇÃO EM 13,8 KV 9

4.1 SUPRIMENTO CEB 10

4.1.1 TRECHO DA EXPANSÃO SAMAMBAIA, CEILÂNDIA E ASA NORTE 11

4.1.2 TRECHO DA EXISTENTE 11

5 PROTEÇÃO EM CORRENTE ALTERNADA E CORRENTE CONTÍNUA DAS SR´S 12

5.1 PROTEÇÃO EM CORRENTE ALTERNADA 13

5.1.1 PROTEÇÃO DO CIRCUITO DE 13,8 KV 13

5.1.2 PROTEÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE TRAÇÃO 14

5.2 PROTEÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA 16

5.2.1 RELÉ MULTIFUNÇÃO CC ATUAL E RELÉS DE FALHA À TERRA ATUAIS 17

5.2.2 VIABILIDADE DA TROCA 18

5.3 MODERNIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES ATUAIS – CONTROLE E COMUNICAÇÃO 19

5.4 CUSTO ESTIMADO 20

6 AVALIAÇÃO PRELIMINAR COMPARATIVA ENTRE UMA INSTALAÇÃO TIPO DE EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS E COMPACTOS PARA SUBESTAÇÃO DE 138 KV 20

7 CONCLUSÃO 33

ANEXO I 34

DIAGRAMA DA REDE DE COMUNICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES RETIFICADORAS 34

ANEXO II 36

CATÁLOGO RELÉ SEL-311L - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES 36

ANEXO III 41

CATÁLOGO RELÉ SEL-487E - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES 41

ANEXO IV 50

CATÁLOGO RELÉ SEL-2414 - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES 50

ANEXO V 53

CATÁLOGO RELÉ ULTRA U-MLES - MICROELLETRICA SCIENTIFICA 53

ANEXO VI 62

REDE DE ALIMENTAÇÃO 13,8 KV DEFINIDA 62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição das alimentações CEB 10
Figura 2 - Diagrama de interligação entre a SE CEB AC e a SE CEB BC 12
Figura 3 – Diagrama geral de funcionamento de uma SR 13
Figura 4 – Comunicação entre relés via fibra ótica 14
Figura 5 – Funções de proteção do relé multifunção 14
Figura 6 - Funcionamento das proteções dos transformadores 15
Figura 7 - Diagrama esquemático da proteção em Corrente Contínua 16
Figura 8 - Diagrama esquemático da entrada com ramal 138kV 21
Figura 9 - Cubículos compactos de saída em 13,8 kV 22
Figura 10 – Sala de equipamentos e de Comando – Área estimada 85 m² 23
Figura 11 – Subestação Convencional (AIS) 24
Figura 12 – Subestação Compacta em SF-6 (GIS) 25
Figura 13 – Subestação Hibrida (PASS) 25
Figura 14 – Componentes do Módulo Compacto Híbrido (PASS) 26
Figura 15 – Comparativo de ocupação de área entre as SE's. 26
Figura 16 – Comparação econômica entre subestações 27
Figura 17 – Tabela Comparativa de valores entre as tecnologias de SE's. 28
Figura 18 – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) – CEB 10/2014 29
Figura 19 – Tabela comparativa entre Preço(R$) x Metro Quadrado(m²) 32

1 OBJETIVO

Este documento tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica, entre as alternativas apresentadas no Termo de Referência (Parte II, item 1.2.1) do Projeto de Expansão do Metrô-DF, sendo que deverá ser indicada a mais favorável ao atendimento das instalações, em nível de tensão 13,8 kV, que atualmente alimenta as instalações e condição futura.

2 DAS ALTERNATIVAS

O Termo de Referência na Parte II – Especificação Técnicas para Expansão do Sistema de Energia do Metrô-DF (Projeto Básico e Projeto Executivo) solicita a Contratada a elaboração de estudo sobre as seguintes alternativas:

- Alternativa 1:
    - Definir quantidade de SR em cada novo trecho; com implantação da proteção digital, tanto para as Subestações Retificadoras Novas e Antigas (contemplando relés direcionais, diferenciais de linha e multifunção em 13,8 kV e também todos os relés pertencentes à parte de Corrente Continua) e segregação dos “loop´s” 3 e 4 dos sistema de energia em 13,8 kV, ou seja separação do ramal de Taguatinga/Ceilândia da ramal de Samambaia, com relés diferenciais de linha e direcionais de linha e direcionais/sobrecorrente, protegendo os circuitos adjacentes a cada SR.

    - Segregar os “loop´s” do sistema de energia em 13,8 kV entre Asa Norte e Asa Sul e prever chegada da linha metro-ferroviária ao terminal da Asa Norte.

    - Construção de barramentos exclusivos para os alimentadores do Metrô-DF com 2 transformadores (138/13,8 kV) nas subestações da CEB.

- Alternativa 2:
    - Definir quantidade de SR em cada novo trecho; com implantação da proteção digital, tanto para as Subestações Retificadoras Novas (contemplando relés direcionais, diferenciais de linha e multifunção em 13,8 kV e também todos os relés pertencentes à parte de Corrente Continua) e Antigas (contemplando relés direcionais de linha em 13,8 kV) e segregação dos “loop´s” 3 e 4 dos sistema de energia em 13,8 kV, ou seja separação do ramal de Taguatinga/Ceilândia da ramal de Samambaia, com relés diferenciais de linha e direcionais de linha e direcionais/sobrecorrente, protegendo os circuitos adjacentes a cada SR.

- Segregar os “loop´s” do sistema de energia em 13,8 kV entre Asa Norte e Asa Sul e prever chegada da linha metro-ferroviária ao terminal da Asa Norte.

Além das duas alternativas, o Termo de Referencia cita que: “A CONTRATADA poderá apresentar outros estudos com novas alternativas que julgar tecnicamente viável”.

3 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Atualmente o Metrô-DF, tem seus alimentadores provenientes de instalações localizadas nas subestações da CEB, com fornecimento em nível de tensão 13,8 kV. Observando as premissas estabelecidas nas alternativas indicadas no termo de referência, como ponto de partida às análises, foram ordenadas as questões por relevância.

Para avaliação das alternativas, ocorreram reuniões entre Metrô-DF, CEB e Engevix, para verificar a questão de viabilidade na construção de barramentos e instalações de transformadores 138 kV / 13,8 kV exclusivos para o Metrô-DF, dentro das subestações da CEB. Proposta descartada, pois a regulamentação não permite instalações na área da concessionária que não seja para finalidade da atividade fim, se tornando uma restrição importante a considerar.

Em relação à questão da proteção em corrente contínua, os relés deverão ser todos com tecnologia digital, inclusive aqueles a serem implantados no trecho a ser modernizado. Em princípio, essa análise foi concentrada apenas na proteção de corrente dos alimentadores com foco na proteção dos relés DIA com a função di/dt e Teste de Via, mas num segundo momento, verificou-se a necessidade de atualizar os relés de falha à terra do sistema elétrico, bem como a necessidade de atualização dos dispositivos que atualmente monitoram a diferença de potencial entre o pólo negativo e a terra.

A modernização dos relés instalados para relés digitais, tem o foco voltado para os módulos de comunicação do sistema de proteção de corrente contínua e confiabilidade do sistema, e não para os módulos de proteção, propriamente dito.

Face às necessidades levantadas, foi verificado que a solução para desenvolvimento do projeto básico para o sistema de energia, convergiria para uma ***terceira alternativa***, conforme Termo de Referência, de forma a ser estabelecida com a fusão das alternativas 1 e 2, considerando então os seguintes itens:

- Definir quantidade de SR em cada trecho;
- Implementar proteção digital em corrente alternada com relés direcionais, diferenciais de linha e multifunção;
- Separar os ramais Taguatinga/Ceilândia e Samambaia;
- Implementar, por completo, proteção digital em corrente contínua em todas as SR, novas e antigas;
- Sem barramentos e transformadores exclusivos nas subestações da CEB.

Complementarmente, para adequar corretamente as instalações, principalmente, em função das necessidades do sistema de comunicação foi definido:

- Eliminar o Painel de Controle e Proteção (PCP) e a Unidade de Transmissão Remota de Energia (UTR-E) existentes, substituindo-os por novos Quadros de Proteção e Controle (QPC).

Devido à impossibilidade de Construção de barramentos e transformadores de 138/13,8 kV exclusivos do Metrô-DF, nas subestações da CEB, a Engevix incluiu neste documento uma avaliação preliminar, que estabelece uma comparação orientada de uma instalações tipo em 138kV, com objetivo de fornecer dados sobre instalações de subestação com equipamentos convencionais e compactos, visando nortear definições futuras do Metrô-DF, considerando a possível implementação de topologia, com Subestações Primárias de 138 kV especificas do Metrô-DF. Visto que a elaboração de Projeto Básico, Executivo e estudos técnicos específicos relativos à alimentação em 138 kV não consta do Termo de Referência desta contratação, tal alternativa deverá ser estudada de forma dedicada, em detalhe, pois o tema deve ser tratado em escopo e contratação específica.

Considerando o balizamento das alternativas, foram então verificados os tópicos para efetiva aplicação no Projeto Básico da Expansão e Modernização do Metrô-DF.

4 REDE DE ALIMENTAÇÃO EM 13,8 KV

Após orientações e definições, pensou-se em adotar a seguinte alternativa: readequação da rede atual em 13,8 kV, de acordo com o diagrama do ANEXO VI.

Na solução proposta é possível verificar que as interligações das SRs entre as fontes primárias de Águas Claras e Ceilândia Sul, da CEB, não foram alteradas em função de uma determinação da Diretoria Técnica do Metrô-DF para que não houvesse mudanças nos anéis existentes. Assim, na construção dos novos anéis, para as SR´s do trecho em expansão farão parte de *loops* específicos para cada trecho (Samambaia, Ceilândia e Asa Norte), com seu início e fechamento retornando à própria barra. Foram acrescentadas a estas configurações disjuntores de contingência nos trechos Samambaia e Ceilândia, que podem interligar a alimentação em caso de perda das fontes dos novos anéis. Nesta situação, o sistema deve trabalhar com restrição operacional.

Além dos trechos existentes, foi acrescido ao diagrama atual uma nova fonte de alimentação, a subestação Hípica da CEB. Com isso, será possível dividir ao meio o anel que interliga as subestações existentes no tronco. Desta forma, cada novo *loop* alimentará 4 Subestações, distribuindo melhor a carga deste trecho, conforme acordado entre CEB e Metrô-DF. Posteriormente, esta configuração recebeu o aval da Diretoria Técnica do Metrô-DF e foi encaminhada à Engevix para prosseguimento do projeto.

A quantidade de SR´s foi definida de acordo com as necessidades obtidas na Simulação Elétrica para Headway de 180 segundos, relatório RT.4/EX.99/00.007, onde serão adicionadas 3 SR´s no trecho Samambaia (SR´s 63, 64 e 65), 2 SR´s no trecho Ceilândia (SR´s 15 e 16) e uma na Asa Norte (SR 21). Também foram estabelecidas três SR´s na Asa Norte (SR´s 22, 23 e 24), visando a futura expansão até o Terminal Asa Norte. Assim no Metrô-DF haverá um total de 22 Subestações Retificadoras na expansão atual e 25 na expansão futura, considerando o trecho até o Terminal Asa Norte.

Após discussões entre equipe técnica do Metrô-DF e a Engevix, ficou decidido que caso novas simulações elétricas, indique a necessidade de complementar nos trechos existentes da Asa Norte com outras SR's, deverá ser reavaliada em escopo dedicado um projeto, visando o desenvolvimento de documentos específicos para atendimento das novas SR's neste trecho.

Em função das limitações impostas pela concessionária, baseada na legislação, que não permite instalações exclusivas de consumidores nas áreas de concessão da CEB, foi adotado as seguintes alternativas para as redes de alimentações das Subestações Retificadoras em 13,8kV:

- As SR´s existentes continuariam alimentadas conforme a Rede Existente;
- As novas SR´s seriam alimentadas atendendo os requisitos estabelecidos pela CEB, inclusive atendendo à Resolução nº 414 da ANEEL.

Paralela à definição da configuração, foi incorporado ao sistema um novo elemento não previsto inicialmente no Termo de Referência, mas necessária à implantação do sistema em função das exigências apresentadas pela CEB. Trata-se dos Painéis de Entrada de Energia (PEE´s) aplicados para receber as alimentações das subestações supridoras da CEB.

Com base nessas definições foi consolidada a solução apresentada no ANEXO VI deste relatório, onde foram previstas as instalações expostas a seguir.

4.1 Suprimento CEB

Para suprir as necessidades do Metrô-DF, foram pensados em 7 pontos de suprimento, como mostrados a seguir:

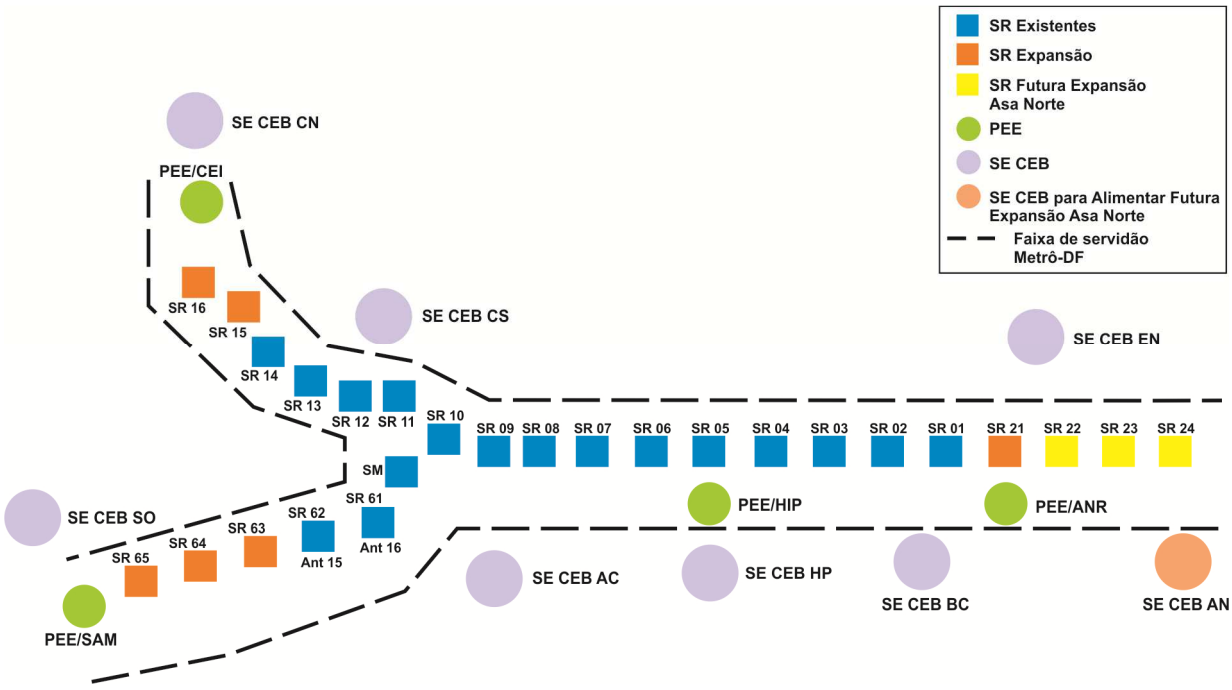


Figura 1 - Distribuição das alimentações CEB

4.1.1 Trecho da Expansão Samambaia, Ceilândia e Asa Norte

- Samambaia Oeste – SE CEB SO – Samambaia Oeste;
- Ceilândia Norte – SE CEB CN – Ceilândia Norte;
- Asa Norte – SE CEB EN – Estádio Nacional.

Como se trata de novas instalações, a interligação dessas subestações à Rede de Alimentação de 13,8 kV do Metrô, será feita em pontos de entrega e medição denominados Painéis de Entrada de Energia (PEE´s). Assim, as SE´s CEB se interligarão da seguinte forma:

- SE CEB SO alimenta o PEE/SAM;
- SE CEB CN alimenta o PEE/CEI;
- SE CEB EN alimenta o PEE/ANR.

4.1.2 Trecho da Existente

Foram mantidas as três subestações que atendem as instalações existentes e incorporada a subestação Hípica

- Ceilândia Sul – SE CEB CS;
- Aguas Claras – SE CEB AC;
- Brasília Centro – SE CEB BC;
- Hípica – SE CEB SH.

As alimentações existentes de Águas Claras, Ceilândia Sul e Brasília Centro serão mantidas, entretanto o anel Águas Claras - Brasília Centro é seccionado com o PEE/HIP.

Ou seja, serão seccionadas as interligações entre as SR´s 3 e 5 e as SR´s 4 e 6, sendo incorporado nesse seccionamento o PEE/HIP. Essa solução mantém o anel fechado entre a SE CEB BC e a SE CEB HP, que operam com a mesma tensão. Por outro lado, a interligação entre a SE CEB AC e a SE CEB HP fica seccionada com a abertura dos disjuntores de linha dos circuitos entre a SR5 e SR7 e entre a SR6 e SR8. O diagrama a seguir caracteriza essa instalação:

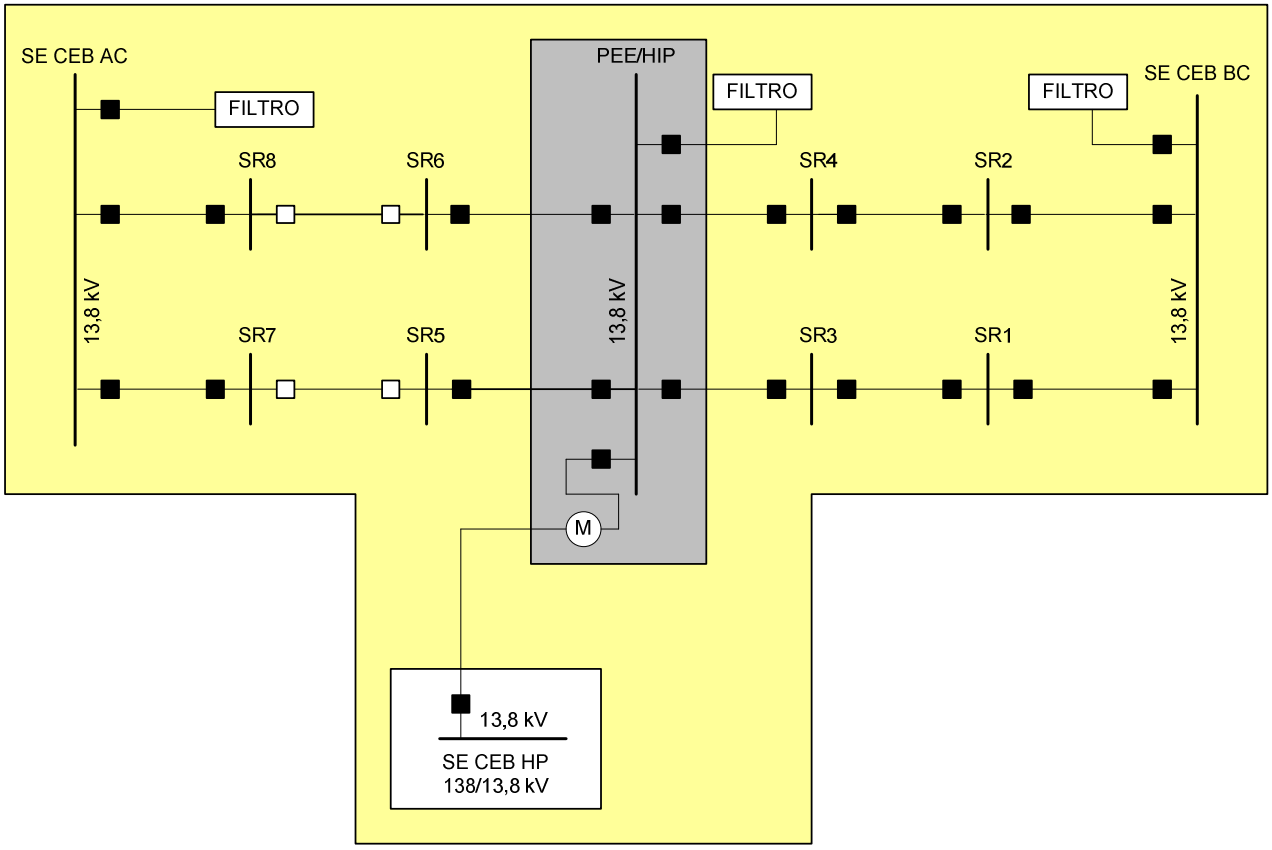


Figura 2 - Diagrama de interligação entre a SE CEB AC e a SE CEB BC

No estudo de Fluxo de Carga para o Trecho da Expansão, relatório RT.4/EX.99/00.013 são apresentadas as demandas de potências aplicadas aos dimensionamentos dos circuitos.

Para o trecho existente foi considerado como premissa manter o dimensionamento dos circuitos implantados sendo levantadas as potências no estudo de Fluxo de Carga para o Trecho Existente, relatório RT.4/EX.99/00.014, para avaliações e considerações de restrições a serem, eventualmente, adotadas.

5 PROTEÇÃO EM CORRENTE ALTERNADA E CORRENTE CONTÍNUA DAS SR´S

Uma SR possui dois grandes grupos de proteção, um em corrente alternada, que faz a proteção do circuito de 13,8 kV até a proteção intrínseca dos transformadores, e outro em corrente contínua, que protege o grupo retificador (transformador e retificador), e também o terceiro trilho.

Abaixo vemos o diagrama geral de funcionamento da SR.

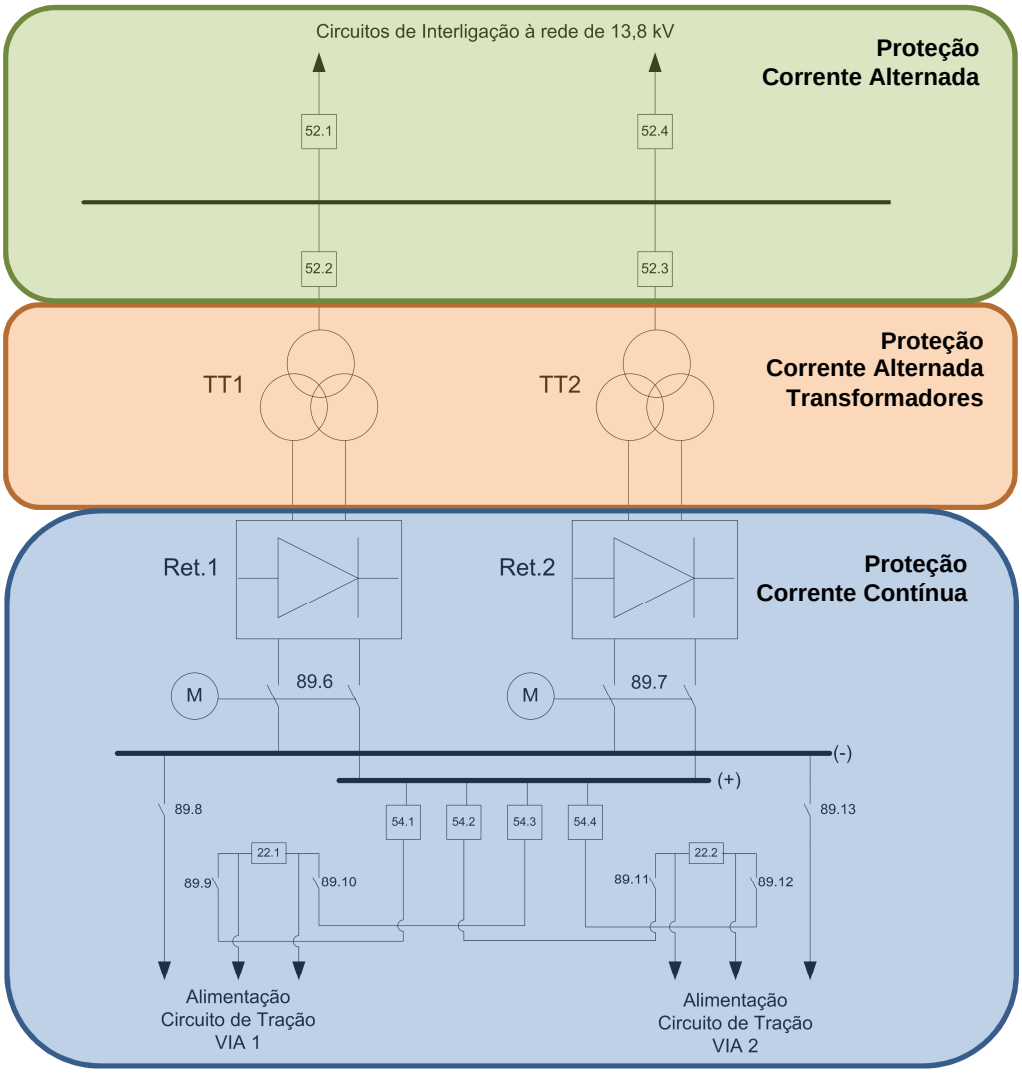


Figura 3 – Diagrama geral de funcionamento de uma SR

5.1 Proteção em Corrente Alternada

5.1.1 Proteção do Circuito de 13,8 kV

Essa proteção está fisicamente localizada na SR e nas subestações da CEB, porém na filosofia do sistema ela pertence à Rede de Alimentação.

Hoje essa proteção está baseada em relés direcionais 67 e 67N em conjunto com os relés de sobrecorrente 50/50N e 51/51N, que fazem a proteção da linha de transmissão entre as SR´s e entre as SR´s e a CEB.

Para uma melhor proteção e seletividade dessa proteção, foi solicitado pelo Metrô-DF a adição de relés diferenciais de proteção, função 87, que a partir da corrente na linha verifica se existe algum tipo de problema, como surto ou curto na mesma.

Esse relé também continuará fazendo a função direcional, aumentando o nível de proteção e seletividade, que em caso de falha de uma função, a outra resguardará,

evitando que qualquer problema na linha propague para outras regiões, evitando assim maiores danos ao sistema.

Os novos relés também terão um sistema de comunicação (teleproteção – função 85), com fibra ótica entre eles, um canal exclusivo de troca de dados relé a relé. Esse canal é importante pois com essa função, a confiabilidade e seletividade do sistema melhora, garantindo o acionamento no momento correto e evitando o acionamento indevido de outros equipamentos da rede.

Na figura abaixo podemos ver como funcionará essa comunicação em fibra ótica, ou seja, a ligação entre os relés.

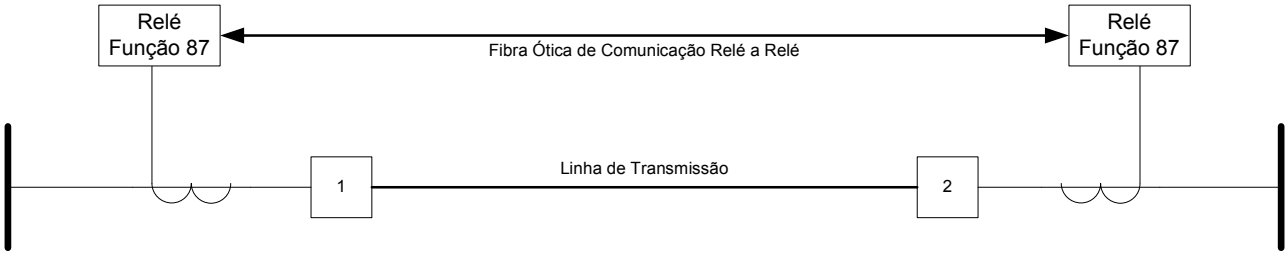


Figura 4 – Comunicação entre relés via fibra ótica

Em resumo, na proteção atual os relés 67/67N, 50/50N e 51/51N na entrada da SR serão trocados por um relé multifunção CA, que atenderá as funções já existentes e adicionará a função 87.

Na figura abaixo veremos como ficará a proteção, com todas as funções, em um único relé.

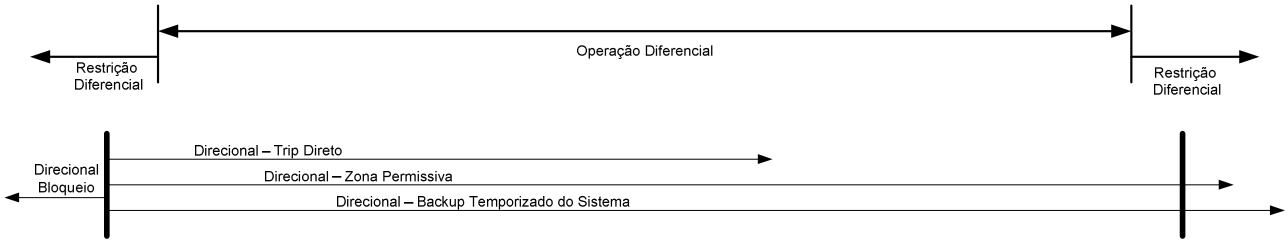


Figura 5 – Funções de proteção do relé multifunção

No ANEXO 1 pode ser vista a arquitetura da rede de comunicação das SR´s , como ficará após a modernização, utilizando em sua filosofia o protocolo de comunicação estabelecido na norma IEC 61850, desenvolvido exclusivamente para supervisionamento de subestações.

Adicionalmente, o ANEXO II conta com o catálogo do relé SEL-311L, da Schweitzer Engineering Laboratories, usado como referência no estudo da troca de proteção da rede de alimentação.

5.1.2 Proteção dos Transformadores de Tração

Existem dois tipos de proteções para os transformadores de tração, uma externa ao transformador e outra própria do transformador, efetuada por dispositivos instalados no

corpo do transformador. No diagrama abaixo é possível ver o funcionamento dessas proteções:

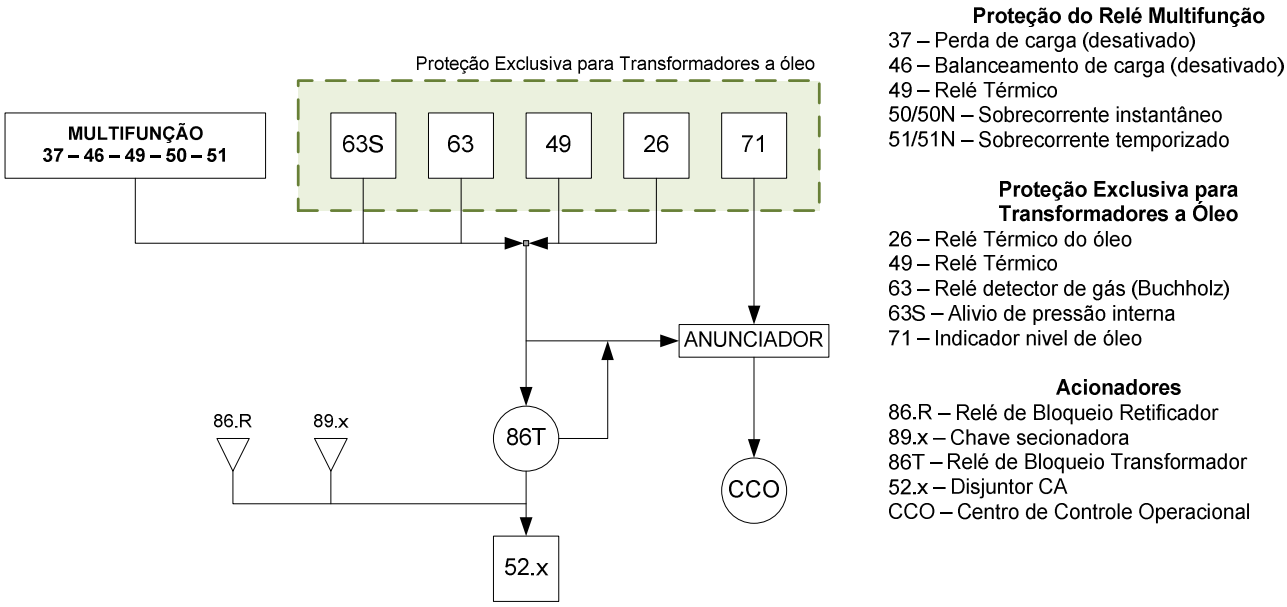


Figura 6 - Funcionamento das proteções dos transformadores

Essas proteções, incluindo a proteção função 32 (potência inversa) aplicada no retificador não terão modificações na composição das funções, mas sim uma atualização de hardware, software e protocolos de comunicação, visando uma melhor integração com todos os sistemas da Subestação Retificadora e permitindo um melhor monitoramento remoto pela equipe de engenharia e o CCO, melhorando consideravelmente a confiabilidade em todo o sistema de energia do Metrô-DF, que é um sistema vital para o pleno funcionamento do metrô.

5.1.2.1 Proteção Externa

Para proteção externa é usado um relé multifunção CA exclusivo para cada transformador, constituído de funções de proteção de sobrecorrente temporizadas a tempo definido, imagem térmica, sobrecorrente instantânea de fase e sobrecorrente instantânea de neutro, respectivamente funções 51, 49, 50 e 50N.

Para essa proteção, visando a filosofia a ser seguida em todo projeto, foi usado como base o relé da Schweitzer Engineering Laboratories, modelo SEL-487E, que incorpora todas as funções básicas necessárias e trabalha em conformidade com as normas mais atuais. O ANEXO III contem o catálogo desse relé.

5.1.2.2 Proteção interna

A proteção interna do transformador é constituída de indicador de temperatura no enrolamento do secundário e no caso dos transformadores a óleo também possui indicador de nível de óleo isolante, temperatura do óleo e o relé detector de gás (Buchholz).

Seguindo a filosofia mencionada nesse relatório, foi usado como base o relé SEL-2414 da Schweitzer Engineering Laboratories, sendo possível verificar seu catálogo no ANEXO IV.

5.2 Proteção em Corrente Contínua

Na proteção em corrente contínua, o relé principal de toda a proteção é o relé multifunção CC, representado no diagrama abaixo pelo di/dt e TV, que representa a proteção existente nos cubículos de 1 kVcc.

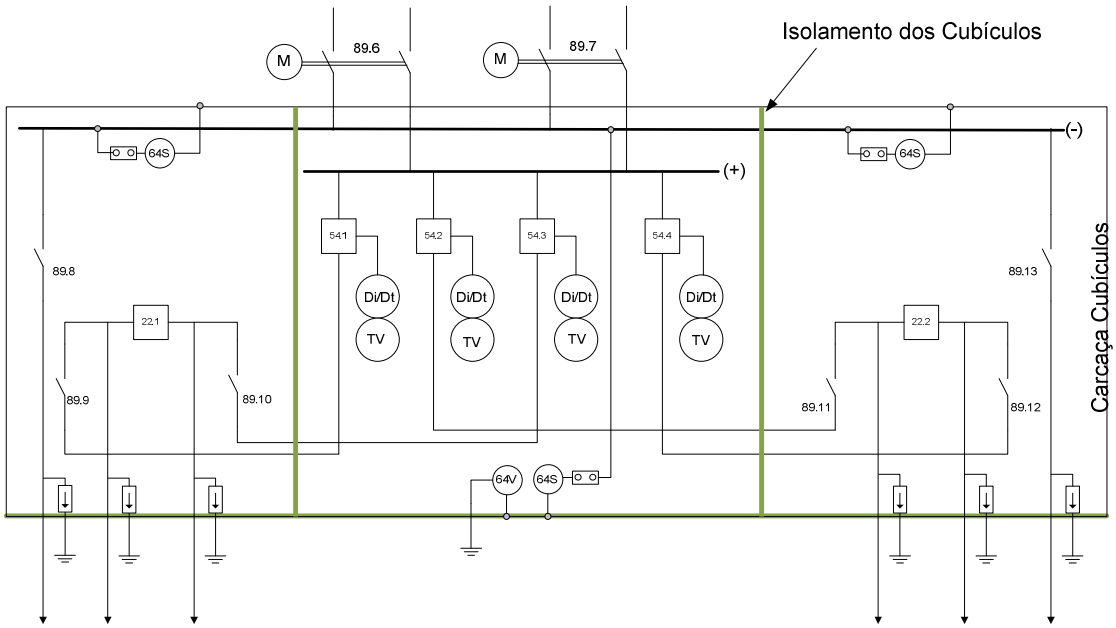


Figura 7 - Diagrama esquemático da proteção em Corrente Contínua

Os relés multifunção tem as funções primordiais para a proteção CC. Esses relés têm função de análise de carga, imagem térmica e diagnóstico do disjuntor, chamados de relés DIA-IGT, onde cada letra (I,G,T) representa uma função, mostrada a seguir:

- DIA-I – Módulo diagnóstico do disjuntor:
  - Verifica, permanentemente, as condições do estado geral do disjuntor quanto ao uso dos contatos principais e da câmara de extinção do arco.

- DIA-G – Módulo análise de carga:
  - Analisa o perfil da corrente fornecida pelo disjuntor, distinguindo entre as correntes de partida normais dos motores e aquelas provocadas por falhas na linha e distantes da subestação, e a partir do seu gradiente (di/dt) e valor máximo previsto, associado a valores pré-determinados, determina se a corrente é normal, ou proveniente de falhas.
- DIA-T – Módulo imagem térmica:
  - Analisa o comportamento da elevação de temperatura em relação ao ambiente de carga alimentada em cada circuito de saída.

Juntamente com esse relé, existe um equipamento que trabalha junto ao relé DIA-IGT chamado de teste de via, composto de dois módulos:

- DIA-LM – módulo de medição sobre o estado da via;
- DIA-LP – módulo de programação.

Esse equipamento DIA-IGT mais o teste de via (DIA-LM + DIA-LP) é o foco da viabilidade de troca da proteção em corrente contínua.

5.2.1 Relé multifunção CC atual e relés de falha à terra atuais

Os relés multifunção CC foram fornecidos pela ANSALDO e o relés de falha à terra foram fornecidos pela Inepar. Atualmente, os relés de falha à terra, ou seja, função 64, já não são mais fabricados pela Inepar e nem são comercializados.

Atualmente não há supervisão remota realizada por meio destes relés, ou seja, não há nenhum tipo de monitoramento remoto dos valores medidos em tempo real e nem dos dados já armazenados. Hoje, existe apenas a sinalização remota de alarmes em caso de trip, porém sem informação alguma dos parâmetro que desencadearam a atuação do relé.

O Metrô-DF possuirá ao final desta expansão um total de 22 SRs e 1 SM, espalhadas ao longo de quase 50 km de via. A quantidade de subestações aliada à extensão da malha metroviária e corpo técnico reduzido da companhia para atuação em campo, reforçam a necessidade do desenvolvimento de projeto de proteção com a filosofia de operação desassistida das Subestações. Assim, é indispensável para este tipo de operação que seja possível realizar a supervisão completa dos sistema remotamente. Para que esta supervisão remota seja eficaz é necessário que haja também um sistema de comunicação (infraestrutura de rede e protocolos de comunicação) compatível com esta demanda.

Toda a comunicação entre o sistema de energia de uma SR e CCO é feita hoje por meio das UTREs, que serão extintas em função da modernização da proteção CA, que utilizará um protocolo de comunicação aberto, diferentemente do utilizado hoje pelas UTREs (protocolo proprietário). Assim, um dos fortes motivos para a modernização da proteção CC dá-se em função da necessidade de operar as subestações desassistidamente, operando sob o mesmo protocolo de comunicação do restante do sistema, um protocolo de comunicação aberto (IEC 61850).

Outro importante motivo para a realização da modernização das proteções CC é a implementação da função *intertripping*. Trata-se de uma função aonde a atuação de um tipo de proteção em uma SR desencadeia a abertura de feederes em SRs adjacentes. Esta função foi desenvolvida na concepção inicial do projeto do Metrô de Brasília, porém nunca implementada de forma eficiente, ou seja, de forma que atendesse às demandas da operação e da manutenção. Com a implantação de relés que trabalhem com o protocolo IEC 61850, que baseia-se na tecnologia TCP/IP, cada IED possuirá um endereçamento próprio. Assim, qualquer IED poderá se comunicar diretamente com qualquer outra IED do sistema, sendo ela CA, CC, parte da mesma subestação ou não. A ausência da função *intertripping* já resultou em graves incidentes com grandes prejuízos para o Metrô-DF.

Outro fator que reforça a modernização de algumas unidade de proteção do Sistema de Energia CC é a sincronia de tempo no registro de eventos. Atualmente não é possível saber com precisão o momento que uma corrente elevada, por exemplo, foi registrada por um relé, e nem a sequência de atuação das proteções intertravadas. Com isso, qualquer análise de falha fica com sua confiabilidade comprometida, torna-se muito difícil detectar a origem do problema e atuar na correção de um possível defeito. Com a modernização das IEDs de corrente contínua, todos os equipamentos terão a mesma base de tempo, fornecida por um GPS instalado em cada Subestação Retificadora. Assim, todo evento registrado, seja ele de *trip* ou de oscilografia, receberá uma estampa de tempo extremamente precisa do momento de seu acontecimento. Com isso, torna-se possível analisar de forma confiável qualquer incidente ou evento do sistema.

5.2.2 Viabilidade da Troca

Com as informações coletadas sobre a proteção atual, e verificações junto aos fornecedores, mediante as análises feitas, e comparando as proteções atualmente instaladas e as existentes no mercado, foi proposta a troca das proteções, uma vez que trará ganhos no âmbito da modernização de todo o sistema das subestações do Metrô-DF, com o provimento de tecnologia mais atualizada, observando as normas vigentes.

Um dos pontos que fortaleceu a necessidade da troca do sistema de proteção, foi a verificação do histórico nos relatórios de incidentes ocorridos nas Subestações Retificadoras durante os anos de operação do Metrô-DF, onde podemos citar o caso do relatório 001/11 da Comissão de Investigação, referente ao Incidente Notável nº 051/10 na SR-11, que indica a investigação feita pelo Metrô-DF, sobre uma falha no cubículo 04 do conjunto de 1 kVcc. São citados problemas referentes à comunicação entre os relés de proteção, os acionadores e a comunicação das atuais UTR-E´s com o CCO, além da seletividade da proteção, que nesse caso não funcionou e trouxe graves problemas para o Metrô-DF, pela perda do cubículo 04.

Também é possível citar que a análise do problema não pôde ser feita de forma mais aprofundada por não haver sincronia de tempo entre os eventos registrados e pelos atuais equipamentos não possuírem uma memória confiável das manobras e ações tomadas, além de precisão nos valores das medições. Também não foi possível concluir de forma precisa a origem do problema por falta de dados básicos. Ao executar a troca da proteção, pode-se evitar a perda de informações, por utilizar equipamentos que irão armazenar todas as informações de forma segura neles próprios e também o utilizarão de protocolo mais moderno de comunicação, o IEC 61850, que trará maior confiabilidade à comunicação e ao controle da SR.

Nos relatório citados anteriormente, as recomendações já solicitavam a modernização dessa proteção, pensando que à época do problema ocorrido, em 2011, em comparação com a época do inicio do projeto, em 1992, houve grande desenvolvimento na parte de armazenamento de informações, atualizações do protocolo de comunicação e confiabilidade em obtenção de registros e configurações, além da digitalização de equipamentos anteriormente analógicos, que elevam o grau de confiabilidade da proteção da SR, como a integração no mesmo equipamento do relé di/dt e o 64, e outros já citados neste relatório.

Essa atualização, além de trazer ganhos referentes ao sistema de proteção, trará benefícios na parte de controle das subestações, pois para melhor viabilizar a troca da proteção, será necessário realizar a modernização dos atuais sistemas de controle e transmissão de dados das subestações atuais, PCP e UTR-E, respectivamente, modificações que já incorporadas às novas subestações, que já estarão com a filosofia moderna implementada. Desta forma, haverá uma homogeneidade entre todas as subestações, não existindo diferenças técnicas entre elas, do ponto de vista de proteção e controle.

No ANEXO V, disponibilizamos o catálogo do relé U-MLEs, da Microelletrica Scientifica, usado como base para comparação da proteção instalada nas SR´s e disponível a venda no mercado, onde é visto que em um único equipamento pode ser feita toda a proteção que hoje está dividida em vários equipamentos, aumentando assim a confiabilidade dos dados recebidos pelo CCO.

5.3 Modernização das Subestações Atuais – Controle e Comunicação

Como mencionado no item 5.2.2, para a modernização das proteções das Subestações Retificadoras faz-se necessário também a modernização do controle e comunicação das Subestações Retificadoras, em virtude da troca da proteção em si e da ampliação do Metrô-DF, que já incorporará novas Subestações Retificadoras com a nova filosofia de proteção, respeitando as normas vigentes, como a IEC 61850 que trata de comunicação para subestações.

Além da modernização das proteções, foi detectada a necessidade de substituição dos dispositivos de monitoramento da diferença de potencial entre o negativo e o terra. Estes equipamentos protegem o usuário de uma elevação perigosa de potencial do pólo negativo (carcaça dos trens). Contudo, estes dispositivos apresentam atualmente diversos problemas operacionais, como: ausência de um sistema que detecte a polaridade da diferença de potencial monitorada; ausência de possibilidade de monitoramento local e remoto; suportabilidade de curto-circuito limitada e incompatível com as características do sistema.

Assim, verificou-se também a necessidade de modernização destes dispositivos de monitoramento, visando proteger de forma eficiente o usuário de tensões perigosas.

Pensando na melhor filosofia de manutenção e trabalho com as Subestações Retificadoras, vê-se a necessidade de atualizar por completo a parte de controle das subestações, removendo as atuais UTR-Es (Unidades Terminais Remotas de Energia), que utilizam protocolos proprietários de comunicação e os PCPs (Painel de Proteção e Controle) atuais, que são equipamentos defasados, substituindo-os por novos equipamentos modernos denominados Quadro de Proteção e Controle – QPC, que faz o papel do PCP e UTR-E juntamente com switches de rede, onde toda a comunicação interna da Subestação Retificadora, e externa, como o envio e recebimento de informações do CCO serão feitos pela rede ethernet do Metrô-DF, como é visto no ANEXO I desse relatório.

A substituição da UTR-E trará confiabilidade e justifica-se pelo levantamento de aproximadamente 600 problemas registrados nos últimos 5 anos, conforme planilha gerada pela METROMAN, atual empresa responsável pela manutenção do Metrô-DF.

5.4 Custo Estimado

Com o fornecedor dos relés multifunção CA e CC, foi solicitado um custo estimado para a troca da proteção, modernizando cada SR.

O valor informado é de aproximadamente R$28.200.000,00 (vinte e oito milhões, duzentos mil reais) para a atualização de 16 SRs operacionais existentes e a Subestação de Manutenção.

O valor está incluso os equipamentos (relés CA e CC, equipamento de controle/comando, disjuntores, rede para sincronização de tempo via gps, cordões óticos necessários para conexão, blocos de testes, relés auxiliares, UCDs, USOs, switches, IHM, DIOs, SCADA e outros dispositivos para Proteção, controle e comunicação), os serviços de instalação, teste e comissionamento (atualização de desenho para os relés propostos, parametrização, instalação, teste de aceitação em fábrica e campo, desenvolvimento de supervisório da SR) e treinamentos sobre os equipamentos a serem utilizados nessa implantação, não contempla a retirada dos equipamentos atuais.

6 AVALIAÇÃO PRELIMINAR COMPARATIVA ENTRE UMA INSTALAÇÃO TIPO DE EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS E COMPACTOS PARA SUBESTAÇÃO DE 138 KV

Uma vez que o Metrô-DF, deve sofrer outras ampliações além das atuais deste o projeto de expansão (contrato 005/12), a seguir são indicados alguns dos dados e informações, que deverão ser observados, quando de um estudo específico (escopo), considerando uma arquitetura para implementação de subestações primárias, dedicadas ao Metrô-DF em 138 kV.

Descartada a possibilidade de construir nas instalações da CEB barramento e transformadores exclusivos para o Metrô - DF, a Engevix identificou a necessidade de avaliar preliminarmente um comparativo de implantação de uma alimentação em 138 kV, com indicação de uma instalação tipo.

Para tal situação deverá ser definida uma topologia de atendimento, que não deve se ater apenas ao preço relativo dos equipamentos e infraestruturas da subestação, mas ter em foco a atenção do conjunto de elementos, que compreendem a instalação. Dentre os principais itens a serem lembrados, temos: as condições de topografia do terreno, características de solo, custos do terreno na região, necessidades de desapropriação, bem como as infraestruturas necessárias e técnicas de adequação às condições da instalação e custos de execução, interferências com outros sistemas, condições de acesso do ramal de alimentação da concessionária, informações funcionais, quanto as

questões operacionais, vida útil dos equipamento e características de manutenção, o que define a necessidade de estudo dessa demanda num escopo específico.

A título de exemplificar um módulo de implantação tipo, estaremos estabelecendo a seguinte situação, uma entrada com ramal de 138 kV, proveniente da CEB, equipamentos de para raios, medições, seccionador de entrada, disjuntor, barramento de acesso para dois bay´s de transformação com transformadores de 15 MVA, sendo os secundários em 13,8 kV, distribuídos por cubículos compactos isolados a vácuo com disjuntores em SF-6, observando duas entradas um TIE, e quatro circuitos de distribuição, onde contemplamos um espaço reserva sem disjuntor a cada barra.

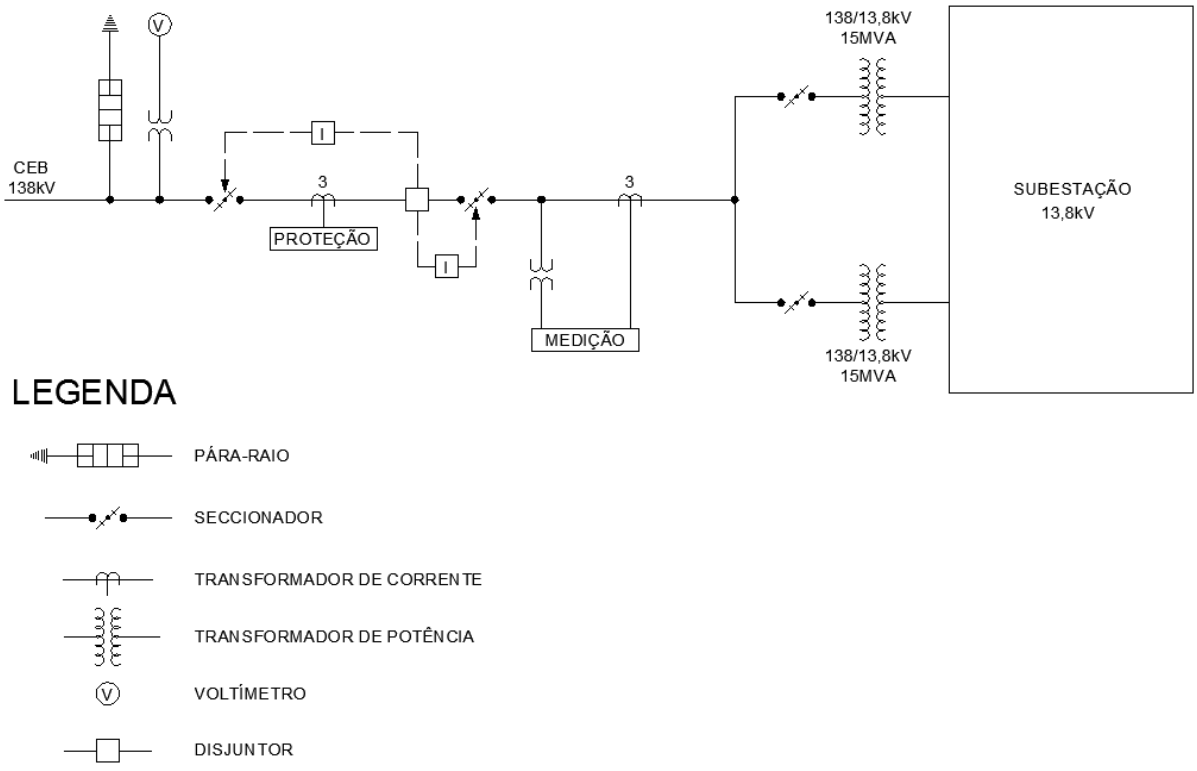


Figura 8 - Diagrama esquemático da entrada com ramal 138kV

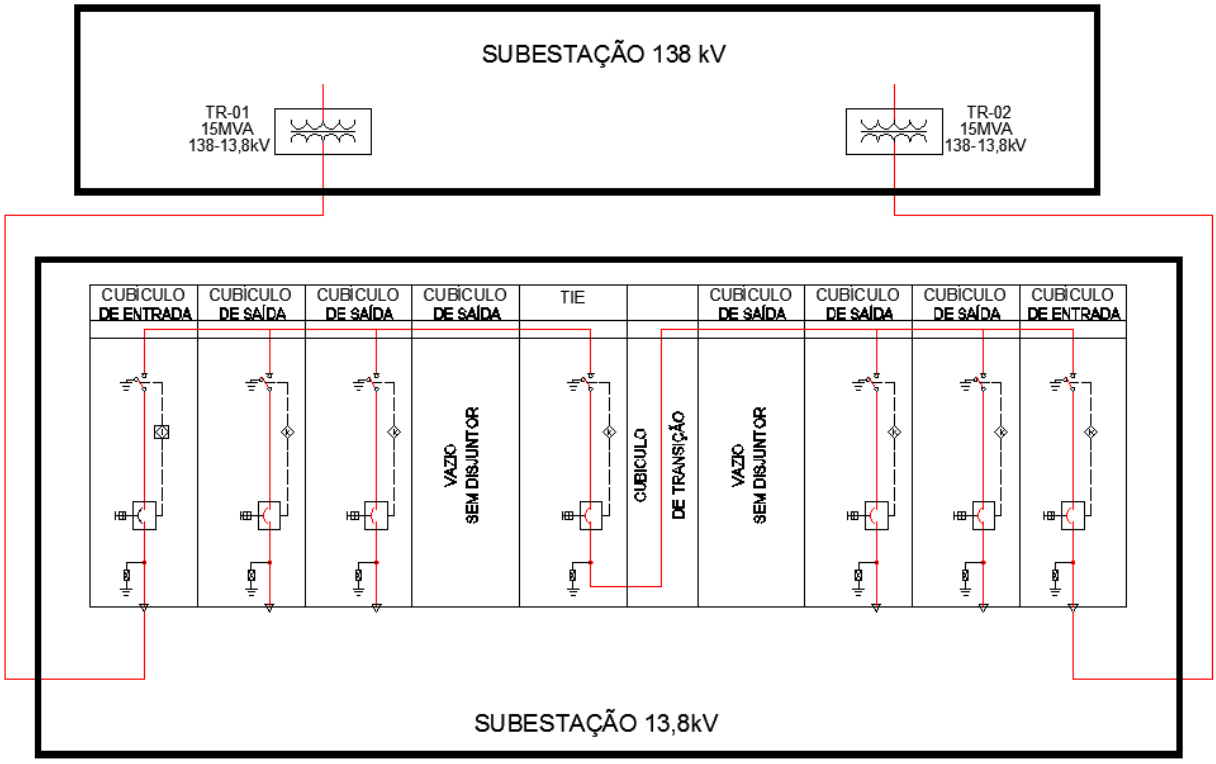


Figura 9 - Cubículos compactos de saída em 13,8 kV

A ideia é estabelecer um comparativo das áreas e custos no setor de 138 kV, observando o mesmo parâmetro entre uma subestação convencional, hibrida e uma compacta, em SF-6. Para o setor de 13,8 kV as demais instalações são consideradas iguais em suas construções civis e equipamentos instalados (cubículos disjuntores, retificadores, sistemas auxiliares). Além disso também foi considerado um gerador de 75 kVA, para condições de contingência da subestação, figura 10.

Deverá ser provida alimentação primárias de 138 kV, criando assim uma fonte de alimentação em 138 kV própria, onde estas subestações deverão ser anexas as edificações do MDF, afim de não utilizar área pública para passagem de alimentadores em 138kV, restringida na regulamentação 414 da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

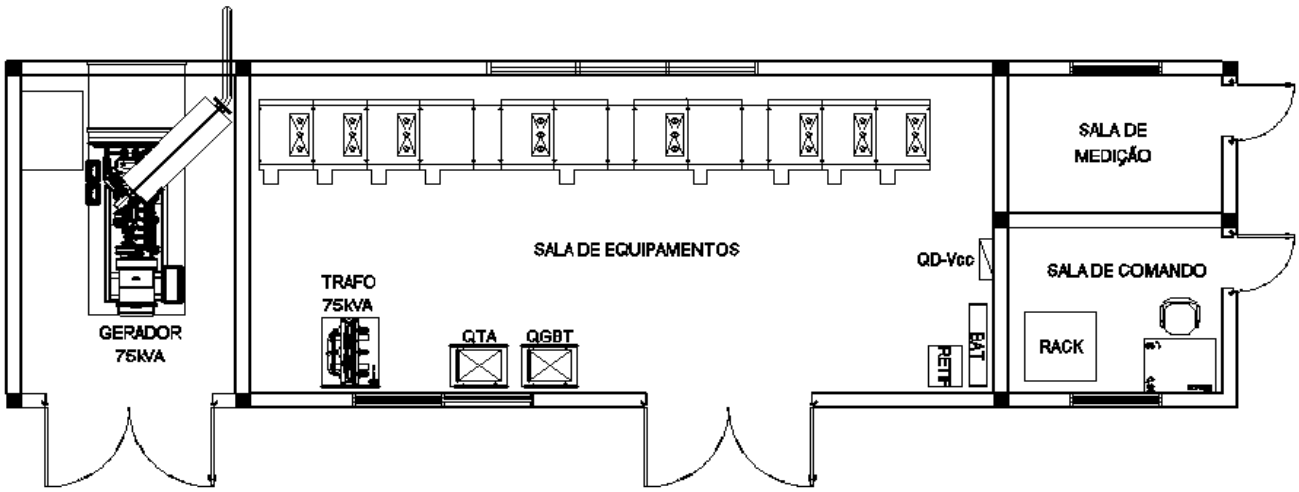


Figura 10 – Sala de equipamentos e de Comando – Área estimada 85 m²

As soluções de subestações comparadas são de referência ABB, onde todas possuem os mesmos dispositivos e aplicação – figura 8, contudo, com disposição e arranjos diferenciados.

A subestação convencional caracteriza-se por possuir equipamentos que têm como meio isolante o ar. Este tipo de isolamento é o mais antigo nos sistemas de alta tensão e, com exceção dos transformadores que, construtivamente, possuem o isolamento a óleo interno, todos os demais equipamentos da subestação convencional são isolados a ar.

Em função desta isolação, as subestações convencionais têm que obedecer as distancias de afastamento elétrico mínimo entre as partes energizadas, sendo assim, ocupando uma área maior que as outras soluções (hibrida e compacta).

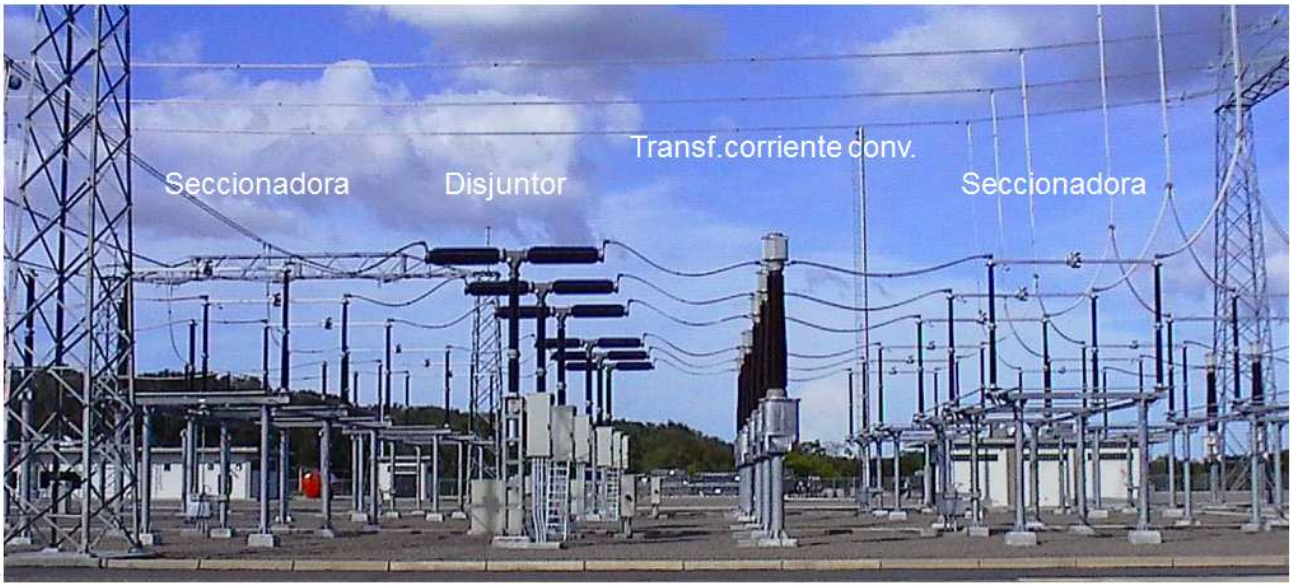


Figura 11 – Subestação Convencional (AIS)

A subestação compacta em SF-6 caracteriza pela otimização de espaço, em função da compactação e agrupamento dos componentes em módulos que são, posteriormente, encapsulados e o isolamento é feito através de gás SF-6 injetado neste encapsulamento. Estas características construtivas permitem a redução do espaço de implantação com diminuição significativa dos espaços entre os componentes e das dimensões finais dos mesmos. A área ocupada por uma subestação compacta em SF-6 é de, aproximadamente, 40% da área necessária para uma subestação convencional, conforme figura 15.

O isolamento a gás praticamente elimina problemas de corrosão e minimiza ações de manutenção. Estima-se que a primeira manutenção preventiva se dá após 25 anos de operação e inspeções periódicas a cada 2 anos de operação. O encapsulamento também contribui para uma maior segurança na instalação, com a redução de riscos de choques elétrico, emissão de ruídos e campos magnéticos.



Figura 12 – Subestação Compacta em SF-6 (GIS)

A subestação hibrida é uma composição de partes dos dois outros tipos apresentados anteriormente, onde apenas parte da subestação é compactada e isolada a gás. Na compactação do módulo de alta tensão, consegue-se uma redução mais significativa das distâncias elétricas e, consequentemente, a redução da área ocupada pela subestação.

Em termos de área, estima-se que ela é cerca de 50% daquela destinada à implantação de uma subestação convencional, considerando a compactação do módulo de alta tensão.



Figura 13 – Subestação Hibrida (PASS)

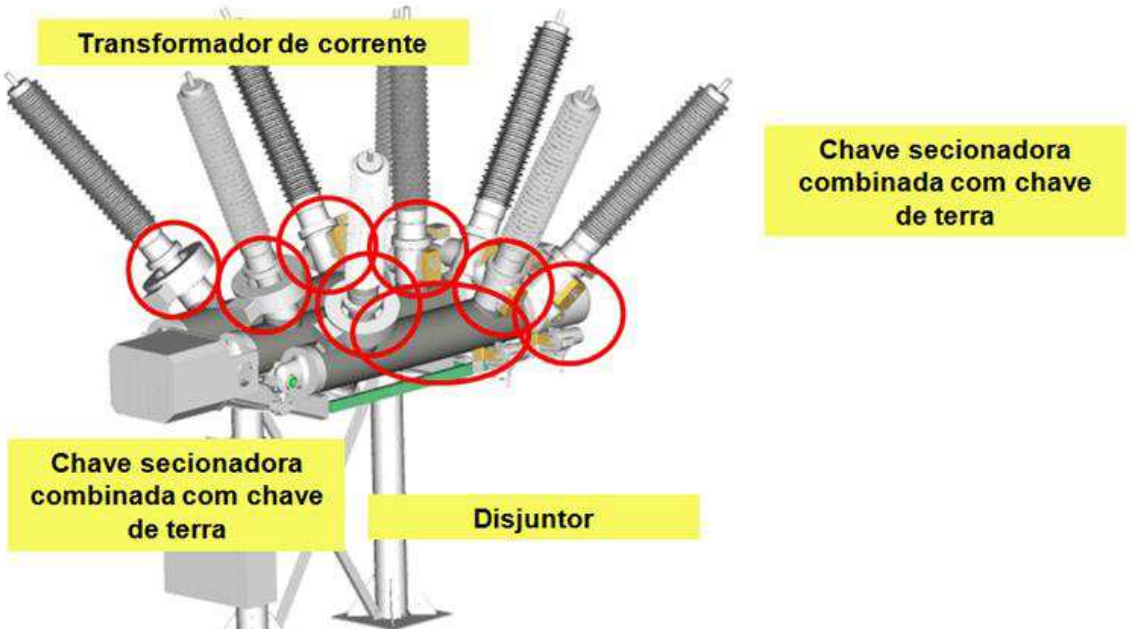


Figura 14 – Componentes do Módulo Compacto Híbrido (PASS)

Na figura abaixo, ilustrações comparativas de áreas ocupadas pelas soluções Convencional (AIS), Hibrida (PASS) e compacta a gás SF-6 (GIS), considerando a instalação de até 2 transformadores 138/13,8kV.

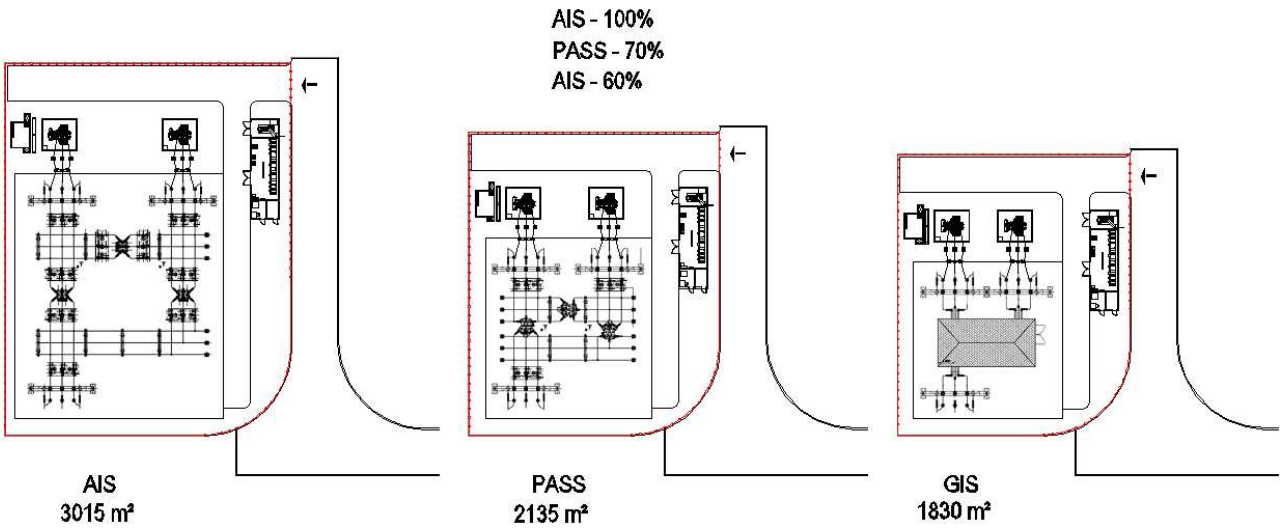


Figura 15 – Comparativo de ocupação de área entre as SE's.

Como simples referência na figura 16 , comparação econômica entre os tipos de subestações. Cada subestação deverá ser analisada pontualmente, atentando as suas particularidades e características regionais.

O investimento inicial em um equipamento compacto (GIS), se justifica ao ser comparado como uma subestação completa, onde os custos com terrenos, edificações e manutenção são menores em comparação a uma SE convencional (AIS).

Entretanto, dependendo da configuração de bay's e disponibilidade de grande área anexa ao Metrô-DF, pode-se optar por outras soluções: Convencional (AIS) ou Hibrida (MTS).

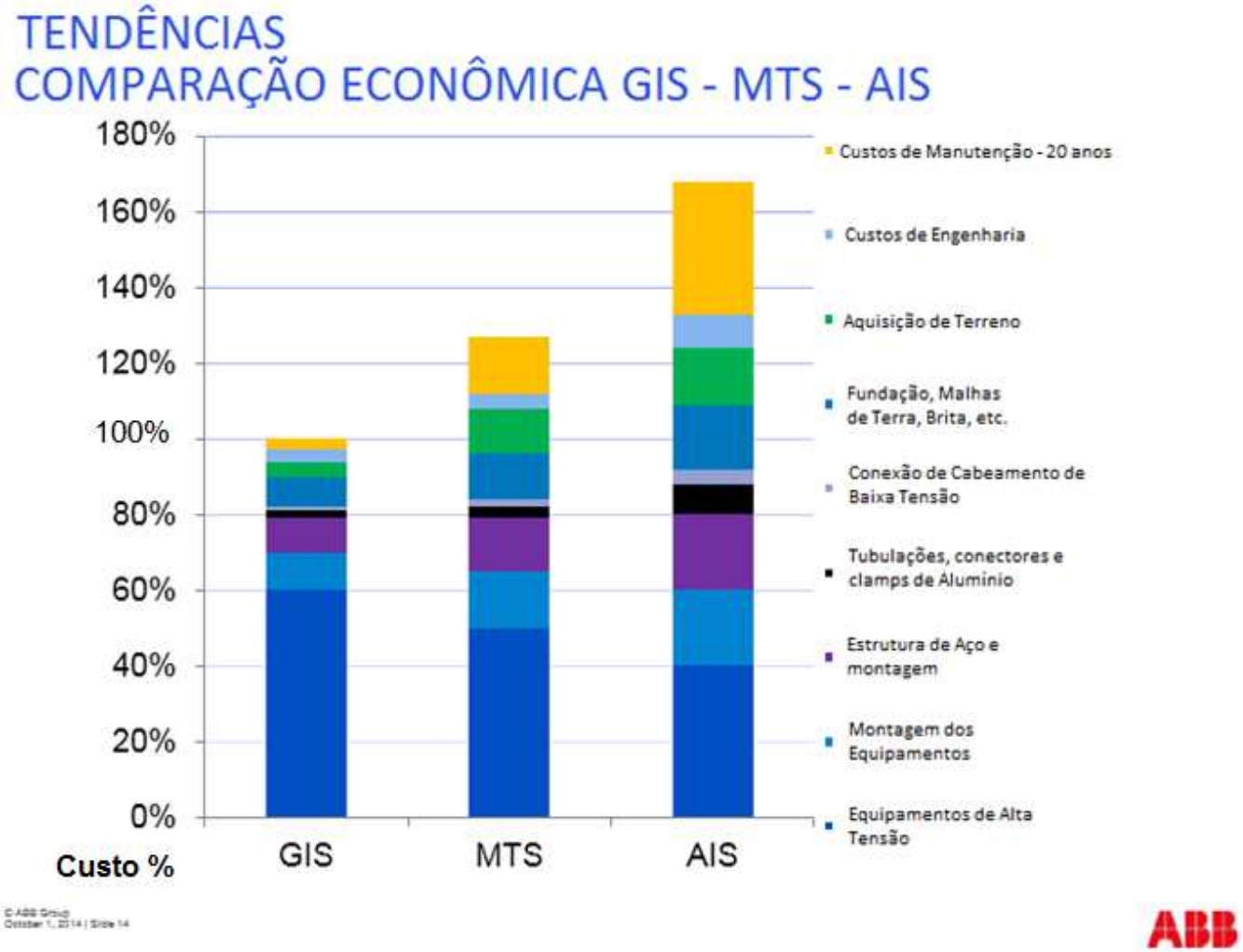


Figura 16 – Comparação econômica entre subestações

Foi feito um levantamento junto a fornecedores de qual seria o custo estimado das diferentes soluções de subestações. As tabelas abaixo mostra os valores dos equipamentos e obras necessárias para tais.

Tecnologia	SE AIS Convencional		SE Híbrida		SE GIS	
Subestação						
Descrição	**Valor Total**		**Valor Total**		**Valor Total**	
Fornecimento dos vãos 138 kV isolados a SF6 (PRs,SEC, DJ, TCs, TPCs e Barramentos e Conexões de Entrada de 138 kV)	R$	1.162.766,70	R$	2.927.481,20	R$	4.814.788,00
Transformadores 138 - 13,8 kV isolados a óleo - 15 MVA	R$	3.036.915,15	R$	3.036.915,15	R$	3.036.915,15
Conjunto de Cubículos 13,8 kV instalação abrigada	R$	875.140,00	R$	875.140,00	R$	875.140,00
Sistema de Supervisão, Proteção, Controle e Sinalização - SPCS	R$	868.860,00	R$	868.860,00	R$	868.860,00
Carregador/Retificador 380Vca/125Vcc	R$	28.270,00	R$	28.270,00	R$	28.270,00
Banco de Baterias 150Ah/10h	R$	60.137,00	R$	60.137,00	R$	60.137,00
Transformador 75kVA - 13,8kV-380/220V	R$	24.622,40	R$	24.622,40	R$	24.622,40
Grupo Gerador Diesel de Emergência 75kVA – 380/220V	R$	97.040,00	R$	97.040,00	R$	97.040,00
Conjunto de cabos de MT	R$	106.470,00	R$	106.470,00	R$	106.470,00
Sistema de Serviços Auxiliares CA/CC	R$	87.888,00	R$	87.888,00	R$	87.888,00
Previsão de conjunto de cabos de comando	R$	52.800,00	R$	52.800,00	R$	52.800,00
FORNECIMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS	R$	6.400.909,25	R$	8.165.623,75	R$	10.052.930,55
Montagem Eletro-Eletromecânica	R$	1.298.304,00	R$	804.422,95	R$	804.422,95
Obras Civis -sem terraplanagem e estacas	R$	2.240.711,00	R$	1.258.200,00	R$	1.804.575,00
Comissionamento	R$	374.673,60	R$	374.673,60	R$	374.673,60
Operação Assistida (1 mês/24x7/simultaneamente 4 SE's)	R$	74.437,00	R$	74.437,00	R$	74.437,00
SubTotal	R$	10.389.034,85	R$	10.677.357,30	R$	13.111.039,10
BDI (25%)	R$	2.597.258,71	R$	2.669.339,32	R$	3.277.759,77
TOTAL	R$	12.986.293,56	R$	13.346.696,62	R$	16.388.798,87

Figura 17 – Tabela Comparativa de valores entre as tecnologias de SE's.

A verificação quanto a disponibilidade do ponto de alimentação em 138 kV da concessionária será de grande importância, pois definirá a viabilidade de instalação das subestações em cada região, atentando-se aos impactos ambientais e interferências físicas. Na impossibilidade de atendimento aéreo da linha alimentadora, a mesma deverá vir subterrânea (bancos de dutos enterrados), no qual oferece um custo mais elevado, podendo inviabilizar a instalação da subestação na região proposta.

A adoção de uma rede de alimentação em 138 kV é vista como fundamental em função de resolução nº 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual requer que todos os pontos de entrega de energia das Concessionárias tenham medições independentes. Essa regulamentação altera a forma de medição adotada pela CEB junto ao Metrô-DF, que integralizava a medição em um único ponto, mesmo com 3 pontos de entrega de energia (Ceilândia Sul, Águas Claras e Brasília Centro).

Essa mudança poderá impactar diretamente o custo da Energia Elétrica para o Metrô-DF, pois há uma expectativa de acréscimo direto nos valores medidos em diversos pontos em relação a medição integrada anteriormente adotada.

Nesta configuração, o MDF mudaria a classe de tarifação de uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a concessionária, passando da classe A4 (13,8 kV) para A2 (138 kV), tendendo para uma redução significante em suas tarifas, conforme figura 18.

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES					
Comercial/Industrial acima de 1000kWh	*ICMS*	*Demanda - R$/kW*		*Consumo - R$/kWh*	
		Ponta	*F. de ponta*	*Ponta*	*F. de ponta*
A2 (88 a 138 kV)	21%	8,4542337	2,1630176	0,0187813	0,0187813
A3 (69 kV)	-	-	-	-	-
A3a (30 a 44 kV)	21%	19,4275916	6,0670007	0,0281587	0,0281587
A4 (2,3 a 25 kV)	21%	19,4275916	6,0670007	0,0286599	0,0286599

Figura 18 – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) – CEB 10/2014

Além da alteração da tarifação, com o nível de tensão em 138/13,8kV dedicadas a cada SE/PEE do Metrô-DF, podemos citar algumas vantagens, entre as principais:

- Redução dos valores de correntes harmônicas a serem drenadas pelos filtros de harmônicos tendo em vista a separação dos barramentos da CEB e do Metrô-DF, com a redução significativa dos valores nominais dos filtros de harmônicos. Consequentemente isto implicará em redução de custos de implantação e manutenção.
- Valores atuais e futuros de distorção harmônica total de corrente serias os mesmos, se a carga do Metrô-DF não se alterar, mesmo havendo alteração de carga da CEB, o que é esperado.

Como mencionado, este estudo foca o comparativo entre área e valores de subestações convencional, hibrida e compacta isolada a gás SF6. Para futura definição de qual alternativa ser adotada, deverá ser avaliado individualmente cada subestação e a localização à ser instalada:

- Área disponível, anexa as instalações do Metrô-DF;
- Valor do m²;
- Custo com manutenção;
- Custos operacionais;
- Impactos ambientais;
- Reavaliação do sistema de 13,8kV existente;
- Disponibilidade e acesso aos pontos de alimentação em 138kV da CEB

Quanto aos impactos ambientais, vale citar os temas básicos para que conste os itens a se atender nas rotinas, salientando que as mesmas deverão ocorrer, quando da definição da topologia de implantação junto a CEB, sendo que devem ser cumpridas as tramitações quanto ao licenciamento ambiental.

Conforme a Resolução CONAMA 237/1997, deve ser verificado junto ao órgão ambiental competente, no caso do DF o IBRAM, estabelecer as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo Metrô-DF para localizar, instalar e operar empreendimentos dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental.

Para atendimento legal de operação em linhas de 138kV, será necessário prever a concessão das seguintes licenças ambientais:

Licença Prévia (LP) – Licença concedida em fase preliminar, aprovando localização, concepção, atestando viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos a serem atendidos nas próximas etapas da implantação;

Licença de Instalação (LI) – Licença que autoriza a instalação de acordo com as especificações que constem nos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes;

Licença de Operação (LO) – Licença de que autoriza a operação da atividade, após comprovação do cumprimentos das licenças anteriores, com medidas de controle ambiental e condições determinadas para a operação.

Ainda ao que se refere a licenciamento ambiental, deve atentar-se às seguintes legislações aplicáveis:

- Lei Federal nº 6938/1981 – Política Nacional de Meio Ambiente;
- Lei Distrital nº 41/19898 – Política ambiental do Distrito Federal;
- Resolução 237/1997 – Dispõe sobre o licenciamento ambiental;
- Resolução CONAMA 303/2002 – Dispõe sobre parâmetros, definições e limites de Áreas de Preservação Permanente - APP;

- Resolução CONAMA 369/2006 – Dispões sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou suspensão de vegetação em Área de Preservação Permanente – APP.

Avaliando inclusive as questões sobre áreas tombadas pelo patrimônio histórico ou mantidas pelo IPHAN-DF.

Observar as questões da NBR 15415 :2006 - Métodos de medição e níveis de referência para exposição a campos elétricos e magnéticos na frequência de 50 Hz e 60Hz, incluindo a Resolução Normativa 398 e Resolução Normativa 616:2014 da ANEEL, no que se refere aos limites à exposição humana a campos elétricos e magnéticos originários de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Contudo todas essas informações dependem diretamente de definições e consultas a CEB, uma vez que provedora do sistema de energia do DF, averiguando o planejamento das demandas e disponibilidade atendimento.

Para efeito de nortear no requisito de valor por m²; abaixo tabela comparativa entre Valor x Metro quadrado – segundo fonte, data base da pesquisa 31/08/2014.



Figura 19 – Tabela comparativa entre Preço(R$) x Metro Quadrado(m²)

Fonte: http://www.agenteimovel.com.br/mercado-imobiliario/a-venda/brasilia,df/

Neste estudo não esta sendo considerado o valor da área (m²), devendo ser avaliado após a definição dos locais a serem instaladas as Subestações Primárias.

7 CONCLUSÃO

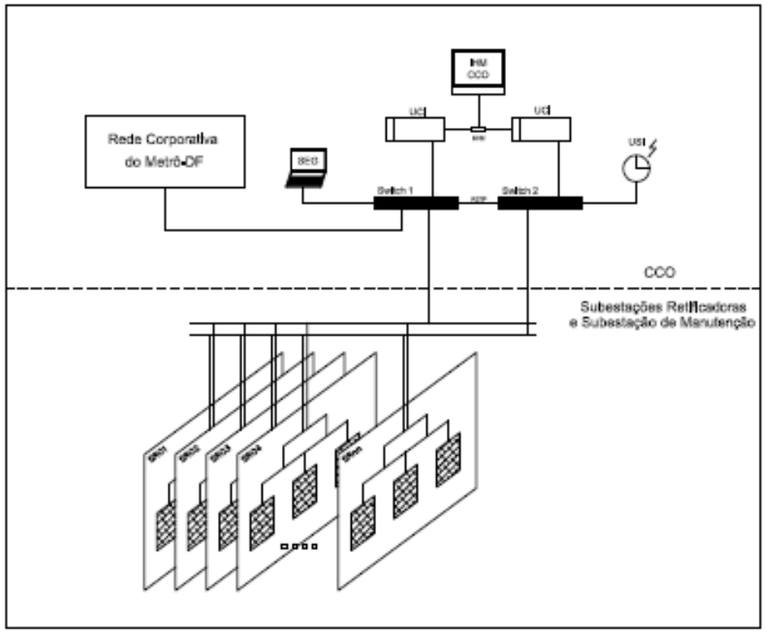
Em função das exposições feitas neste relatório, a solução adotada para o Projeto Básico da Expansão e Modernização, se configura para Rede de Alimentação, como esta indicada no Anexo VI deste relatório. A ENGEVIX entende que a solução híbrida e considerada como alternativa 3, reúne entre a alternativa 1 e 2 em 13,8kV, as necessidades e requisitos do projeto, uma vez que sua adoção se deu, face as dificuldades de atendimento integral das mesmas, na obtenção de consenso com a concessionária local de energia elétrica CEB e limitações orçamentárias temporárias. Recomenda que futuramente, seja estabelecida uma avaliação detalhada para a implantação de uma Rede de Alimentação em 138 kV, com a reestruturação da Rede de Alimentação de 13,8 kV do Metrô-DF, uma vez que neste contexto o documento apresenta informações, visando orientar em linhas gerais aspectos técnicos, o tema merece atenção, com desenvolvimento de estudos mais detalhados em escopo específico.

Considera tecnicamente adequada a solução de substituição das proteções, que gerou a projeção de “retrofit” completo da proteção, substituindo todos os relés por tecnologia digital, conforme consolidado no Projeto Básico do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão.

ANEXO I

DIAGRAMA DA REDE DE COMUNICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES RETIFICADORAS

Topologia Geral da Rede



NOTAS:

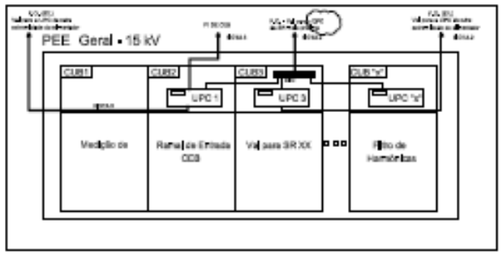
1 – APENAS AS UPCs DOS CUBÍCULOS 2 E 3 (DISJUNTORES DE ENTRADAS) DO PAINEL 15kV CONTARÃO COM A PROTEÇÃO 87L OU SEJA, NECESSITARÃO DE FIBRA DEDICADA INTERLIGANDO DIRETAMENTE DUAS UPCs.

2 – A PROTEÇÃO 87L UTILIZARÁ FIBRAS DEDICADAS DOS CABOS DE FIBRA ÓTICA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE DADOS DO METRÔ-DF

3 – AS FIBRAS ÓTICAS ASSOCIADAS AO RAMAL DE ENTRADA CEB, INCLUÍDO A FIBRA DEDICADA PARA PROTEÇÃO 87L, SERÁ DE RESPONSABILIDADE DA CONCESSIONÁRIA

4 – PARA MAIS INFORMAÇÕES SOBRE A ARQUITETURA VER AS ESPECIFICAÇÕES ET.4/EX.99/00.551 E ET.4/EX.99/00.502.

Painel de Entrada de Energia



REV.	MODIFICAÇÃO	DATA	ELAB.	VISTO	APROV.	VISTO	APROV.
				METRÔ-DF		METRÔ-DF	
1B	APROVADO CONFORME PARECER 0483/14 – TEN	17/09/14	ECoA	AJCN	ITT	ELJ/RJF	RMP
1A	CONFORME SOLUÇÃO DE ADEQUAÇÃO DO METRÔ-DF	28/08/14	ECoA	AJCN	ITT	ELJ/RJF	RMP
1	APROVADO CONFORME PARECER 021/14 – TCNE	27/02/14	VLJ	RSDdA	JoVie	ELJ/RJF	OCP
0B	ATENDIMENTO PARECER 001/14 DE 09/01/2014	27/02/14	VLJ	RSDdA	JoVie	ELJ/RJF	OCP
0A	ATENDIMENTO PARECER 048/13 DE 10/10/2013	12/12/13	VLJ	RSDdA	JoVie	ELJ/RJF	OCP
0	EMISSÃO INICIAL	12/08/13	VLJ	RSDdA	JoVie	ELJ/RJF	OCP

R E V I S Õ E S

METRÔ-DF	ENGEVIX	P00160/01-5C-DU-0504-1B
SETOR	GERAL	
ENDEREÇO		
PROPRIETÁRIO	METRO-DF	
AUTOR DO PROJETO	IDYLIO THOMAZINI FILHO	
RESPONSÁVEL TÉCNICO		

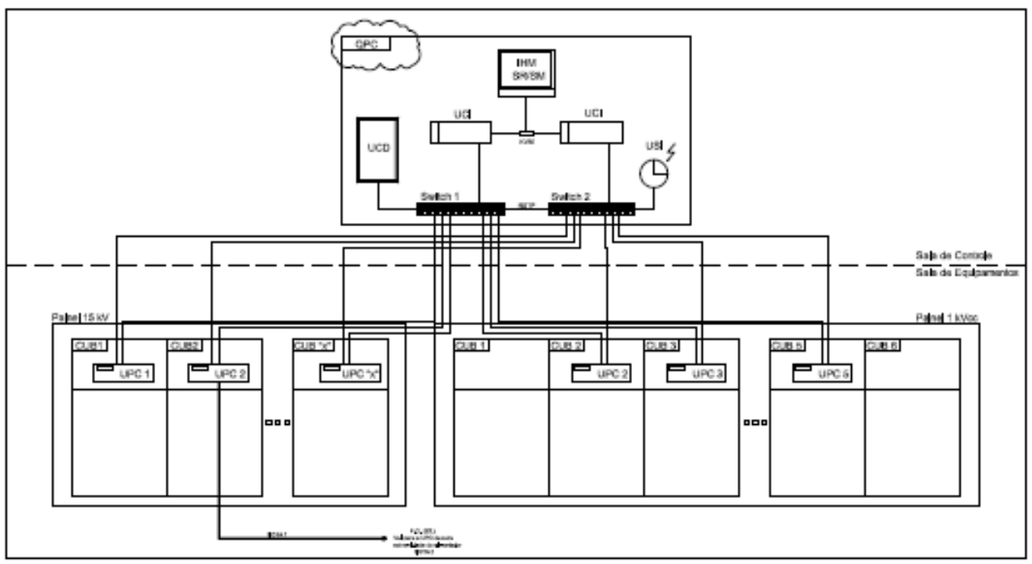
PROPRIETÁRIO

AUTOR DO PROJETO IDYLIO THOMAZINI FILHO Nº CREA 5060007017

AUTOR DO PROJETO Nº CREA

RESPONSÁVEL TÉCNICO Nº CREA

Subestações Retificadoras e de Manutenção



METRÔ-DF		SISTEMA: ENERGIA (EXPANSÃO)	
		SUB-SISTEMA: SISTEMA DE PROTEÇÃO ELÉTRICA	
VISTO: ELJ/RJF	DATA: 06/11/13	LOCAL: SUBESTAÇÕES TÍPICAS	
APROV.: RMP	DATA: 17/02/14	COMPONENTES/TIPO DE DOCUMENTO: ARQUITETURA GERAL	
ESCALA: S/ESCALA	ETAPA DE PROJ.: BÁSICO		
Nº MEMA	FOLHA: 1/1	CODIFICAÇÃO: DG.4/EX.99/00.504	REVISÃO: 1B

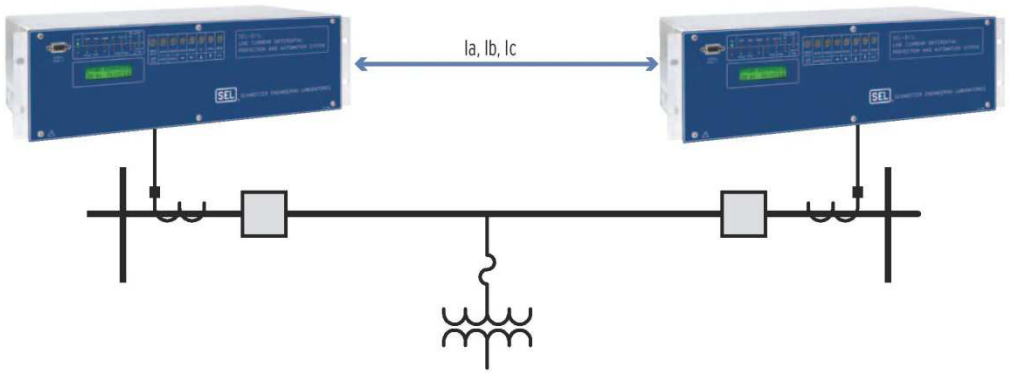
ANEXO II

CATÁLOGO RELÉ SEL-311L - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES

SEL-311L Line Current Differential Protection & Automation System

Protect Lines With Easy-to-Use Current Differential Relays

IEC 61850 Compatible



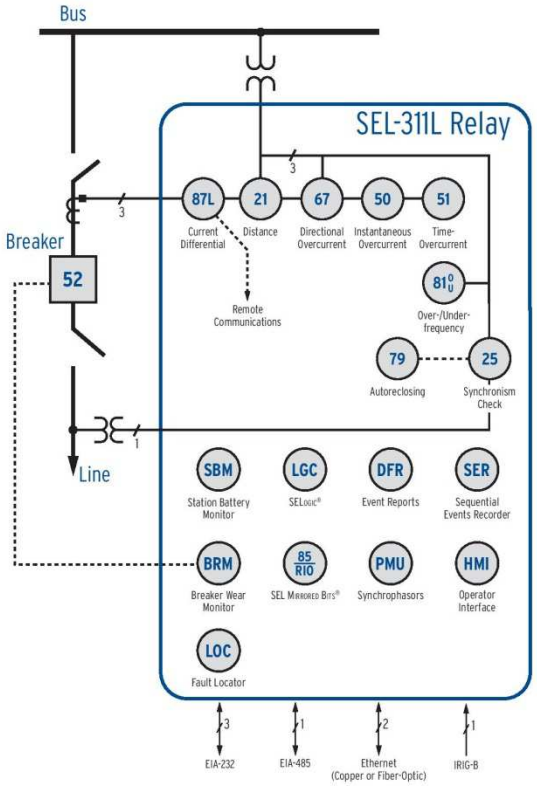
Use SEL-311L Line Current Differential Relays with full-scheme backup for easy-to-apply high-speed line protection.

Features and Benefits

- **Protect**
  Apply single-pole or three-pole subcycle current differential protection. Reduce protection system costs by using built-in distance and/or overcurrent backup functions.
- **Simplify**
  Innovative operating characteristic makes settings easy. No fault studies are required for most differential applications.
- **Optimize**
  Use single or dual channels for reliability. Apply on two- or three-terminal lines with or without tapped lines.
- **Monitor**
  Incorporate synchrophasor measurements into wide-area protection and control systems. Use high-accuracy time correlation to improve event report analysis.
- **Automate**
  Reduce total project construction and operation costs by integrating four-shot recloser and relay logic operators into your automation system.
- **Integrate**
  Improve station integration with serial and Ethernet communications. Use IEC 61850 communications for interoperability between relays with a select-before-operate function for added operational security. Increase communications dependability with dual failover Ethernet.

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical®

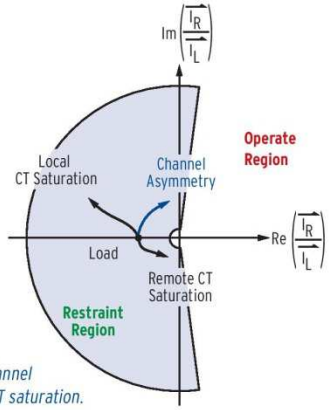
Functional Overview



Superior, Sensitive, and Simple

- The SEL-311L Relay uses a vector ratio of the local and remote phase and sequence currents (Alpha Plane restraint) to provide high-speed protection, independent of line loading, CT saturation, or tapped load.
- Proven negative-sequence elements provide sensitivity for unbalanced faults. High-impedance fault detection gives secure operation for faults below load current or line-charging current levels.

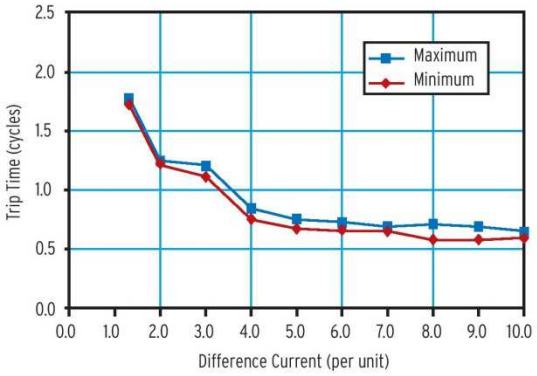
Alpha Plane Restraint and Operate Regions



Accommodate channel asymmetry and CT saturation.

- Use factory default settings for basic line current differential applications. Configure the channels, select the CT ratios, and the SEL-311L Relay is ready for operation.
- Improve stability for critical systems using optional single-pole differential elements for high-speed fault clearing.

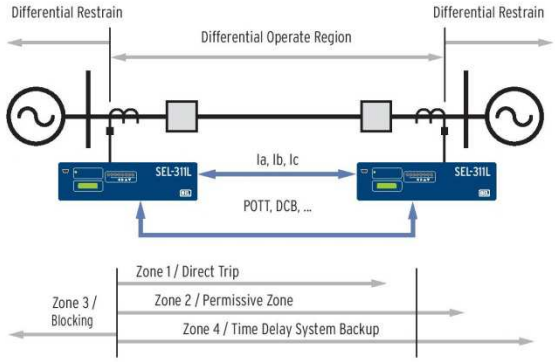
Differential Trip Speed



High-speed protection.

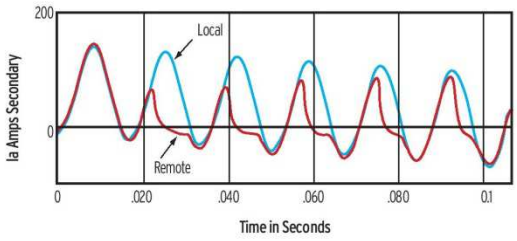
Full Scheme and Overcurrent Backup Included

- Backup protection in the SEL-311L Relay is identical to the complete functionality of the SEL-311C Relay, including four zones of positive-sequence, memory-polarized distance relaying. Sufficient memory time during zero-voltage faults allows distance element backup on short lines. Best Choice Ground Directional Element® overcurrent relaying automatically selects the optimal directional unit for changing system conditions. Use MIRRORED BITS® communications or a traditional channel interface for independent, communications-assisted tripping (e.g., POTT and DCB).
- Set independent backup upon loss of differential channels.
- A complete four-shot recloser with synchronism check is included. Use SELOGIC® control equations to change the protection based on shot count. Use local, remote, and latched control switches to customize the protection system. Change the reclosing logic based on fault type or an external input.
- Six levels of overfrequency and/or underfrequency are included for load shedding and restoration. Combine with protective functions using SELOGIC control equations to optimize relay response, preserving system integrity.



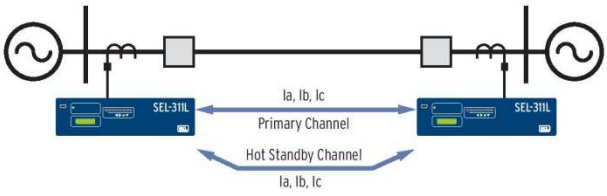
CT Characteristic Security

- Remain secure during external faults when CTs saturate at one or more terminals.
- Accommodate CT saturation, even in the first half cycle.
- Use existing CTs without ratio or characteristic matching.



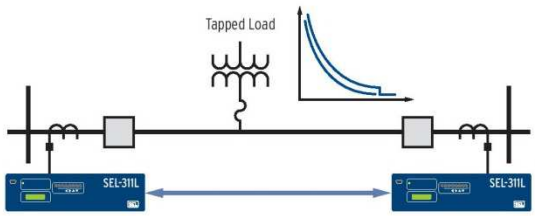
Flexible Channel Selection

- Select either single- or dual-channel operation using any combination of ITU-T G.703, EIA-422 (56 or 64 Kbps), multimode fiber, or single-mode fiber.
- Use hot standby channel to increase dependability and security. Protection is not delayed and security is not compromised when the primary channel fails.
- Accommodate nonsymmetrical channel delays and channel-delay changes without desensitizing or delaying protection.



Tapped Line Coordination

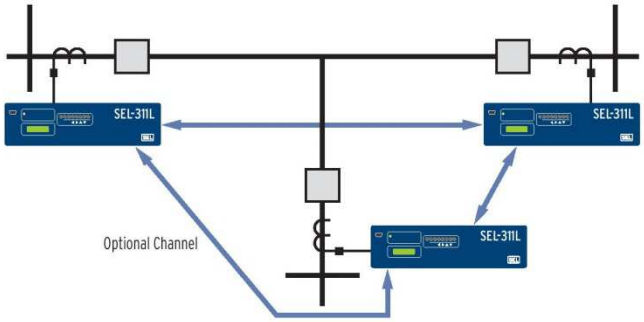
- Use SEL-311L Relays on tapped lines without misoperation due to faults on the tap. Differential time-overcurrent elements calculate tap current to coordinate with tap protection.
- Choose between fuse-saving and trip-saving schemes for tapped loads. Use recloser shot count to select protection characteristic.



SEL-311L Line Current Differential Protection and Automation System

Three-Terminal Application

- Protect three-terminal lines with two or three channels. If three channels are used, the loss of any channel does not compromise protection.
- Provide high-speed operation for all terminals, even with weak infeed.
- Apply a third SEL-311L Relay at a tapped load, even without a breaker. Differential elements provide high-speed line operation without overtripping for faults on the tap.



Wide-Area Measurements

Synchrophasor Measurements
View absolute phase angles from across the power system.

High-Accuracy Timing
Use precise time stamping to improve analysis of wide-area events.



SYNCHROWAVE®

SYNCHROWAVE® Software concentrates and displays data from across the power system.

General Specifications

Output Contacts (14 total)

6 High-Speed, High I/C Contacts

Pickup time <200 µs

6 A continuous

30 A make per IEEE C37.90-1989

Break 10 A

8 Standard Contacts

Pickup time <5 ms

6 A continuous

30 A make per IEEE C37.90-1989

Ethernet Communication

Optional Ethernet ports (specify 10BASE-T or 100BASE-FX* when ordering) with dual failover

Web Server—3 simultaneous server, read-only sessions to host

Differential Ports

Any combination of one or two of the following:

ITU-T G.703 codirectional at 64 Kbps

EIA-422 at 56/64 Kbps

850 nm multimode fiber*

1300 nm single-mode fiber*

Operating Temperature

−40° to +85°C (−40° to +185°F)

* Eye-safe, Class 1 laser product per EN 60825-1

SEL®

Pullman, Washington USA
Tel: +1.509.332.1890 • Fax: +1.509.332.7990 • www.selinc.com • info@selinc.com

© 2000-2010 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. PF00010 • 20100226

WORLD WIDE 10 years WARRANTY

ISO 9001 CERTIFIED

ANEXO III

CATÁLOGO RELÉ SEL-487E - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES

SEL-487E Transformer Protection Relay

Advanced Transformer Protection and Monitoring



Fast, sensitive, dependable, and secure differential protection.

Features and Benefits

Multiwinding Protection—Plus Synchrophasors
Improve protection and monitoring of important transformer interties. Apply up to five 3-phase restraint inputs, three independent restricted earth fault (REF) protection elements, and two 3-phase voltage inputs, all with synchrophasors.

High-Speed Differential Protection
Limit transformer damage by responding to internal fault conditions in less than 1.5 cycles.

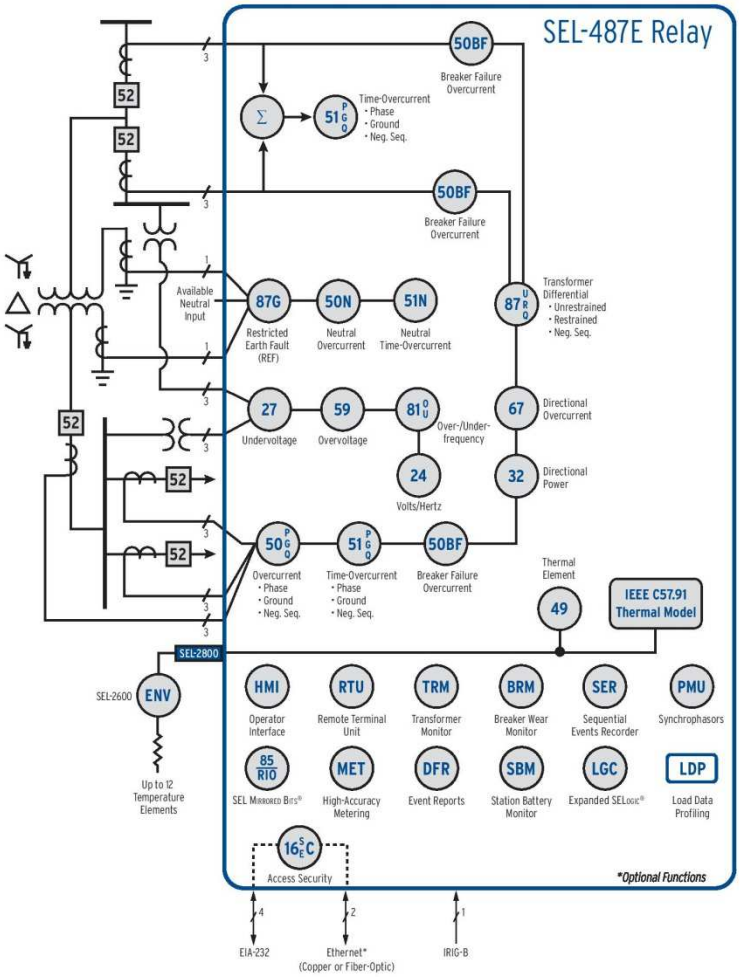
Sensitive Turn-to-Turn Fault Detection
Avoid catastrophic transformer failure. Detect turn-to-turn faults involving as little as 2 percent of the total winding.

Smart Commissioning Assistance
Minimize commissioning time and eliminate costly errors with the first relay software that recommends matrix compensation settings.

Advanced Asset Monitoring
Track transformer wear with through-fault and thermal monitoring. Reduce inefficient and costly breaker maintenance with advanced breaker monitoring. Monitor substation dc power systems for out-of-tolerance voltage levels or excessive voltage ripple.

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical®

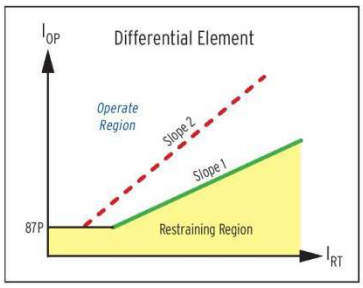
Functional Overview



Differential Protection

High-Speed, Adaptive Differential Protection Trips in Less Than 1.5 Cycles

A two-stage slope adapts automatically to external fault conditions, providing fast, sensitive, dependable, and secure differential protection, even for CT saturation and heavily distorted waveforms. The adaptive differential element responds to internal fault conditions between 1.25 and 1.5 cycles.



For operating quantities that exceed the differential slope characteristic and fall in the operate region, the filtered differential element asserts. There are two slope settings, Slope 1 and Slope 2. Slope 1 is used during internal fault conditions, and Slope 2 is used during external fault conditions.

Turn-to-Turn Fault Detection

Detect Incipient Faults

With a patented SEL algorithm, the SEL-487E detects turn-to-turn faults involving as little as 2 percent of the total winding. The negative-sequence differential element provides greater sensitivity than phase differential elements for faults during heavy load conditions.

Harmonic Blocking and Restraint

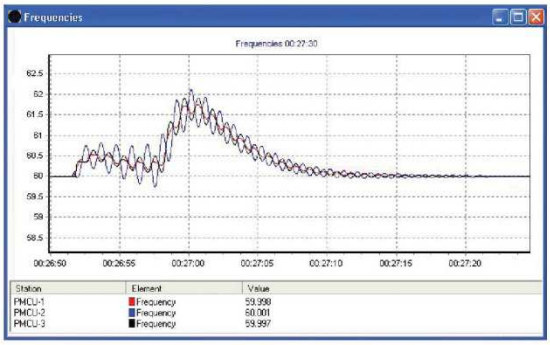
Combined Harmonic Blocking and Restraint for Protection Reliability

The differential element includes harmonic-blocking and harmonic-restraint elements; select either or both. The combination of harmonic-blocking and -restraint elements provides optimum operating speed and security during inrush conditions. Fast subcycle external fault detection supervision adds security during external faults with CT saturation. The harmonic-blocking element includes common or independent second- and fourth-harmonic blocking and independent fifth-harmonic blocking.

Synchrophasors

Synchrophasors Measure All CT and PT Channels

- Improve power system quality and save money with SEL synchrophasors from all 24 analog channels simultaneously (6 voltage and 18 current sources) available.
- With synchrophasors over serial or Ethernet communications, easily detect reactive loop flows, turn state estimation into state measurement, and provide early warning of potential system instability.
- Simplify system architecture and improve system operations with UDP multicast synchrophasor data. Configurable data streams allow the user to select analog and binary information for up to five independent IEEE C37.118 data streams over Ethernet.



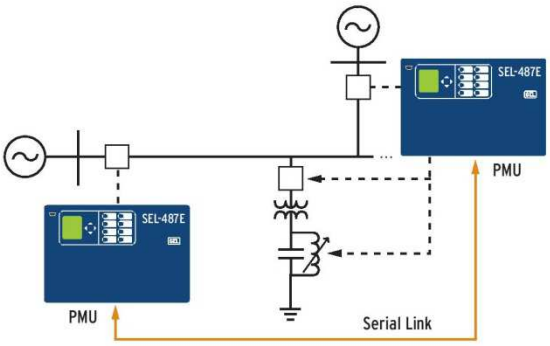
The SEL-487E exceeds the IEEE C37.118 standard with up to 50 messages per second at 50 Hz or up to 60 messages per second at 60 Hz.

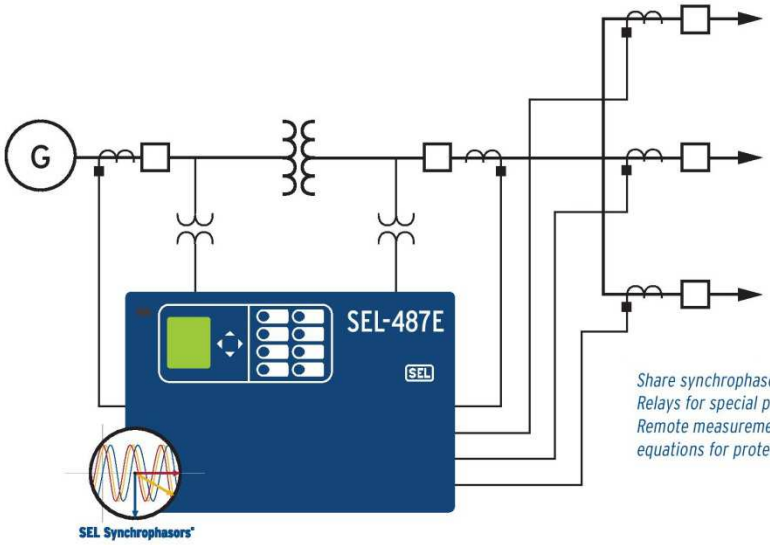
Real-Time Control

Improve system stability, and reduce remote control requirements. Apply remote measurements to local control by using direct relay-to-relay communications of synchrophasor values. Employ real-time values from remote transmission ends to control circuit breakers, static VAR compensators (SVCs), and power system stabilizers. Control devices based on voltage or current magnitude and phase angle, real or reactive power, or rate of change of input quantities.

Station-Wide Synchrophasor Application

The SEL-487E is also a station-wide synchrophasor measurement and recording system. With 120 seconds of IEEE C37.118 binary synchrophasor data recording for all 24 analog channels, it serves as a central PMU in any substation or power generation facility. Measure voltage magnitudes and current phase-angle relationships at generators and transformers, key source nodes for stability studies, and load angle measurement.



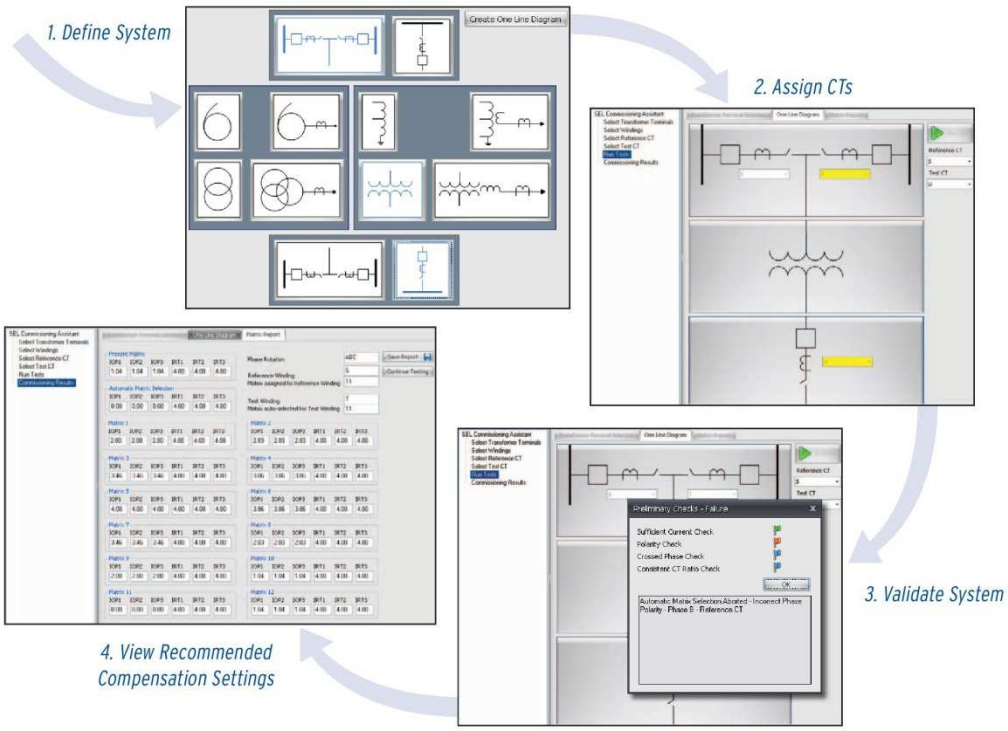


Share synchrophasor data between two or three SEL-487E Relays for special protection schemes or custom logic. Remote measurements are available in SELOGIC® control equations for protection or automation.

Commissioning Assistant Software

Commissioning Assistant Software Saves Time and Eliminates Costly Errors

Discover the first relay software that recommends matrix compensation settings after automatically identifying incorrect field wiring and improper CT configurations, such as incorrect CT polarities, inconsistent CT ratios, or crossed phases.



Applying the Commissioning Assistant in Four Easy Steps

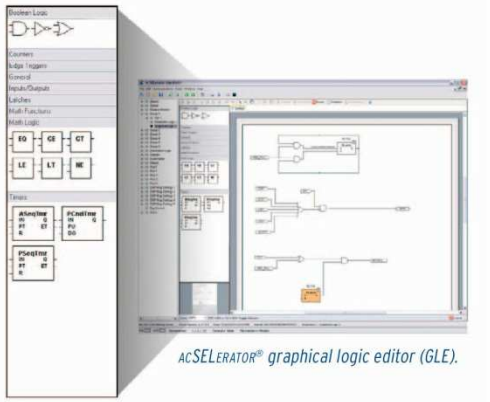
1. Define the system one-line diagram.
2. Assign any two windings to conduct a test.
3. Validate current flow, CT ratios, and polarity before beginning the test.
4. Print and implement the correct compensation matrix recommended for the transformer application.

Graphical Logic Editor (GLE)

Simplify the SEL-487E Configuration Process With the GLE

The GLE allows you to view your SELOGIC control equations graphically, so your settings files can be documented for easier validation and commissioning. Convert existing SELOGIC control equations to easy-to-read diagrams, and save diagrams with your ACSELERATOR QuickSet® SEL-5030 Software settings.

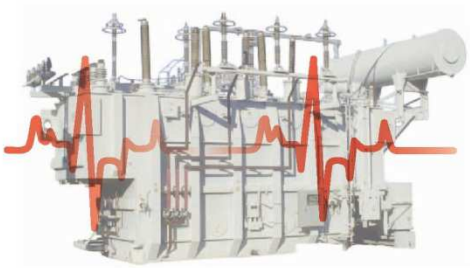
With the GLE capability in QuickSet, design new SELOGIC control equations using the convenient diagram navigation tool, drag-and-drop interface, function block diagrams, and automatic layout function. Manage your control diagrams with a full element palette. The GLE will aid in reducing design errors as well as time and expense in commissioning relays.



ACSELERATOR® graphical logic editor (GLE).

Monitor Critical Substation Assets

The SEL-487E provides the IEEE C57.91 thermal model for monitoring the thermal response of top oil and hotspot temperatures. Three loss-of-insulation-life alarms are provided, including loss-of-life per day, total loss-of-life, and the insulation aging factor. Transformer through-fault monitoring provides measurement of accumulated through-fault energy experienced by the transformer. Accumulated through-fault duty is recorded for use in SELogic control equations and through-fault reports. Additional features include substation battery voltage and comprehensive breaker wear monitoring. Reduce costs and optimize asset availability using condition-based maintenance as enabled by the SEL-487E transformer monitoring and asset management features.

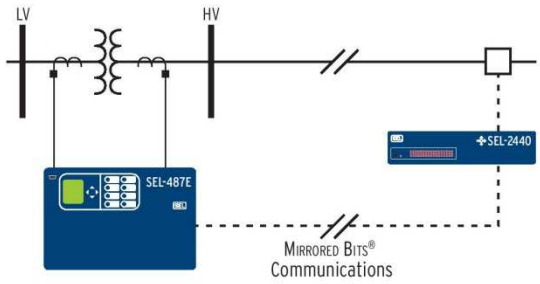


Flexible Communications

An Ethernet card option provides two copper or fiber ports for failover redundancy.

Available Ethernet communications protocols include FTP, Telnet, SNTP, DNP3 LAN/WAN, IEC 61850, IEEE C37.118 synchrophasors, and a built-in web server.

All four independent EIA-232 serial ports support SEL Fast Messages, SEL ASCII, Compressed ASCII, SEL Fast Operate, SEL Fast Meter, SEL Fast SER, enhanced SEL Mirrored Bits® communications, DNP3 Level 2 Outstation plus dial-out, Virtual Terminal, and communications with the SEL-2600 RTD Module (SEL-2800 serial-to-fiber converter required).

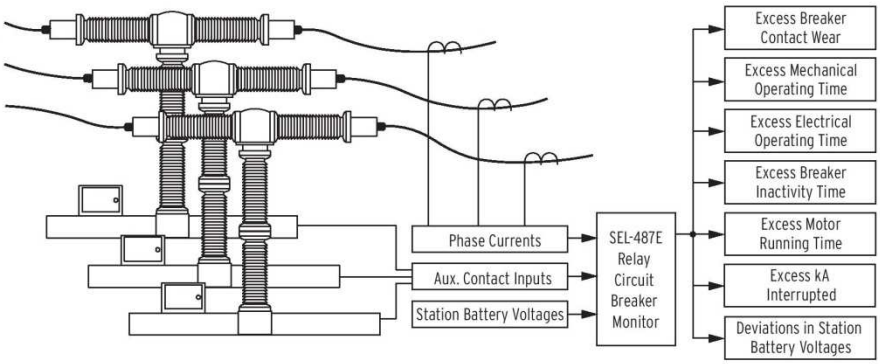


Mirrored Bits Communications

Tripping an upstream or remote breaker with Mirrored Bits communications is fast, reliable, and easy to implement, whether direct to a relay or through an SEL-2440 DPAC Discrete Programmable Automation Controller.

Circuit Breaker Monitor

The SEL-487E features advanced circuit breaker monitoring. The relay processes phase currents, circuit breaker auxiliary contacts, and the substation dc battery voltages to detect out-of-tolerance and maximum life circuit breaker parameters. These parameters include current interrupted, operating times, and contact wear. By using SEL-487E monitoring, maintenance personnel can determine the extent of a developing circuit breaker problem and select an appropriate response to correct the problem.



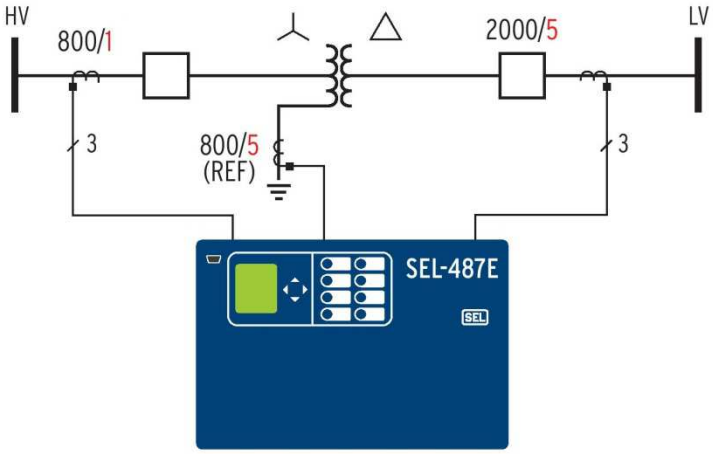
Nominal Current Transformer (CT) Inputs

Select Your Ideal 5 A/1 A Nominal CT Combination

The SEL-487E allows you to order any combination of nominal CT inputs at 5 A and 1 A for each transformer winding, including the following examples:

- 1 A high-voltage, 5 A low-voltage CTs
- 5 A high-voltage, 5 A low-voltage, 1 A tertiary CTs

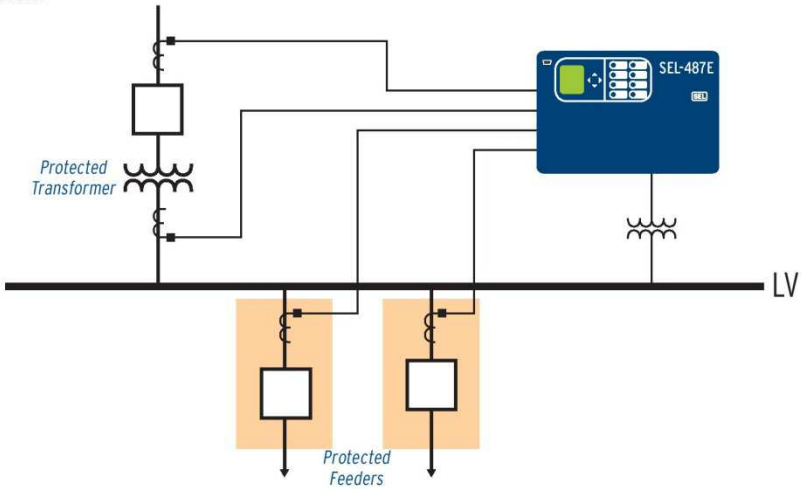
Support up to 25:1 CT ratio mismatch without loss of performance.



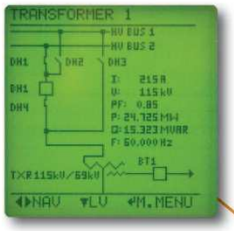
Directional Elements

Directional Elements Securely Replace or Back Up Your Feeder Protection

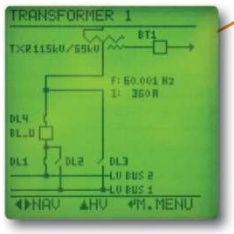
Two advantages of having five restraint current inputs in the transformer relay are the money and commissioning time saved in replacing or backing up feeder protection. When using fewer than the five inputs to protect the power transformer, apply directional elements to the extra inputs to protect feeders.



Advanced Display and Controls



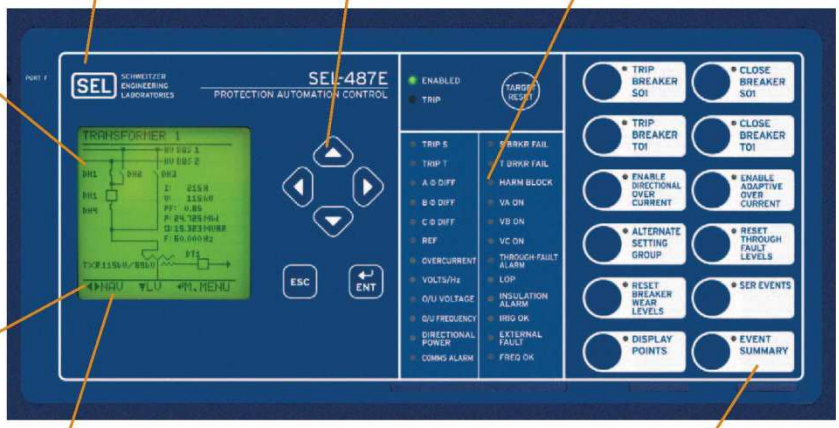
Select your own system bay configuration, and control as many as 5 breakers and 20 disconnect switches using the built-in mimic diagrams that include up to 6 programmable analog quantities for readouts, as shown on these high- and low-voltage diagrams.



SEL provides a worldwide, ten-year product warranty and –40° to +85°C operating temperature range—the best in the industry.

Easy-to-use keypad aids simple navigation and set-point adjustment.

Detailed, programmable target LEDs, with user-configurable labels, give fast and simple information to assist dispatchers and line crews in rapidly restoring power.



Easily visualize your preferred analog quantities and control transformer breakers through the front-panel mimic display.

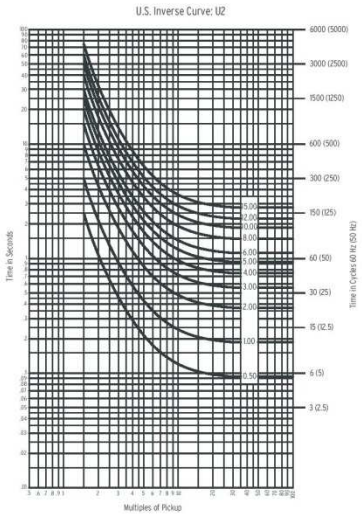
Programmable operator pushbuttons and configurable labels provide local switches to replace traditional panel switches.

Adaptive Time-Overcurrent Elements

For the First Time, Implement SELogic Math Variables as Inputs to Time-Delay and Pickup Levels

Eliminate the need to change settings groups to accommodate different time-overcurrent pickup and time-dial settings. The programmable time-delay and pickup levels in the adaptive time-overcurrent elements allow changing the pickup and time-delay settings instantly, without needing to switch settings groups. Choose from ten time-overcurrent curves.

Programming the time-delay and pickup levels as math variables allows the numeric value of the pickup and time-delay settings to change based on any number of conditions, without the short delay of having to change relay-settings groups. For example, change pickup and time-delay settings dynamically in a parallel transformer application based on single or parallel transformer configurations. Another example would be to change feeder time-overcurrent element pickup and coordination delays based on distributed generation being connected downstream of a transformer.



SEL-487E Transformer Protection Relay

General Specifications

AC Voltage Inputs (6 total)
300 V_{L-N} continuous, 600 Vac for 10 seconds
Burden 0.03 A @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V

AC Current Inputs (18 total)
5 A nominal
20 A @ 55°C, 15 A @ 85°C continuous, 500 A for 1 second, linear to 100 A symmetrical, 1250 A for 1 cycle
Burden 0.27 VA @ 5 A; 2.51 VA @ 15 A

1 A nominal
4 A @ 55°C, 3 A @ 85°C continuous, 100 A for 1 second, linear to 20 A symmetrical, 250 A for 1 cycle
Burden 0.13 VA @ 1 A; 1.31 VA @ 3 A

Output Contact Ratings (standard model)
30 A make per IEEE C37.90-1989 paragraph 6.7.2; 6 A continuous carry; MOV protected
Optional high-speed and high-current interrupting (10 A @ L/R = 40 ms) contacts available

Standard Input/Output
3 high-interrupt outputs
2 standard speed Form A outputs
3 standard speed Form C outputs
5 level-sensitive, optoisolated digital inputs with independent commons
2 level-sensitive, optoisolated digital inputs with single shared commons

Serial Communications Port
Three rear-panel and one front-panel EIA-232 serial ports
SEL ASCII commands
SEL Fast Messages; DNP3
Data rate 300–57600 bps

Ethernet Communications Options
Provides IEC 61850, DNP3 LAN/WAN, FTP, SNTP, Telnet protocols, and web server capabilities
Choose two media options from the following list:
10/100BASE-T twisted-pair network
100BASE-FX fiber-optic network

Precise-Time Input
Demodulated IRIG-B time input T @ nominal 5 Vdc
Distance between relays: 90 m (295 ft) for 28 pF/ft capacitance copper cable

Synchrophasors
IEEE C37.118 Standard
Up to 50 messages per second (50 Hz system)
Up to 60 messages per second (60 Hz system)
UDP Multicast Capability
SEL Fast Message Protocol
Up to 20 messages per second

Power Supply Ratings
125/250 Vdc or 120/230 Vac
Range 85–300 Vdc or 85–264 Vac
48/125 Vdc or 120 Vac
Range 38–140 Vdc or 85–140 Vac
24/48 Vdc
Range 18–60 Vdc

Operating Temperature
–40° to +85°C (–40° to +185°F)
(Note: LCD contrast impaired for temperatures below –20° and above +70°C.)

Processing Specifications

AC Voltage and Current Inputs
8000 samples per second
2 three-phase voltage inputs
5 three-phase current inputs
3 single-phase (REF) current inputs

Protection and Control Processing
4, 8, and 32 times per power system cycle

Control Points
32 remote bits
32 local control bits
32 latch bits in protection logic
32 latch bits in automation logic

Pullman, Washington USA
Tel: +1.509.332.1890 • Fax: +1.509.332.7990 • www.selinc.com • info@selinc.com
© 2007–2012 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. PF00168 • 20120622

ANEXO IV

CATÁLOGO RELÉ SEL-2414 - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES

SEL-2414 Transformer Monitor

Complete Monitoring and Control of Your Transformer

NEW!

- *IEEE Thermal Model*
- *Through-Fault Monitoring*
- *acSELerator QuickSet® Graphical Logic Editor*
- *Onboard acSELerator QuickSet Designer® Template Storage*
- *RTD/Thermocouple Option*
- *Form B Digital Output Option*
- *All Components Certified UL 61010-1*

WORLDWIDE 10 years WARRANTY



Features and Benefits

Reduce Transformer Downtime

Monitor and protect critical substation assets with comprehensive transformer thermal and through-fault monitoring. Monitor digital transformer alarms and status points. Measure pressure, oil level, temperatures, and process-level signals from transducers. Control cooling fans and other equipment.

Increase Reliability

Built to the same high standards as SEL protective relays, the SEL-2414 withstands vibration, electrical surges, fast transients, and extreme temperatures, meeting stringent industry standards. Compare our specification compliance, price, higher reliability, and worldwide, ten-year warranty to other transformer monitors.

Simplify Analysis

Record transformer sequence of events with the Sequential Events Recorder (SER) function. Capture short-term transformer event waveforms with the event report (oscillography) function. Record transformer trend data with the analog signal profile function.

Easily Integrate With SCADA

Flexible communications options provide easy integration with SCADA systems. Choose from Ethernet (Modbus® TCP, DNP3 LAN/WAN, IEC 61850, Telnet, FTP) and serial (Modbus and DNP3 RTU) protocols.

Choose Flexible I/O Configurations

I/O options include digital or analog outputs as well as digital, analog, RTD, thermocouple, and ac voltage and current inputs.

Program With Flexible Logic

Easily program with powerful logic, math, timer, counter, and edge-trigger functions. Implement logic with SELogic® control equations or standard logic gates using the acSELerator QuickSet graphical logic editor.

Create acSELerator QuickSet Designer Templates

Create Designer templates of your settings to hide all settings that do not need to change for common applications. The SEL-2414 retains a copy of the template in internal memory.



Heat (+85°C)
Cold (–40°C)



Vibration
(15 g shock)

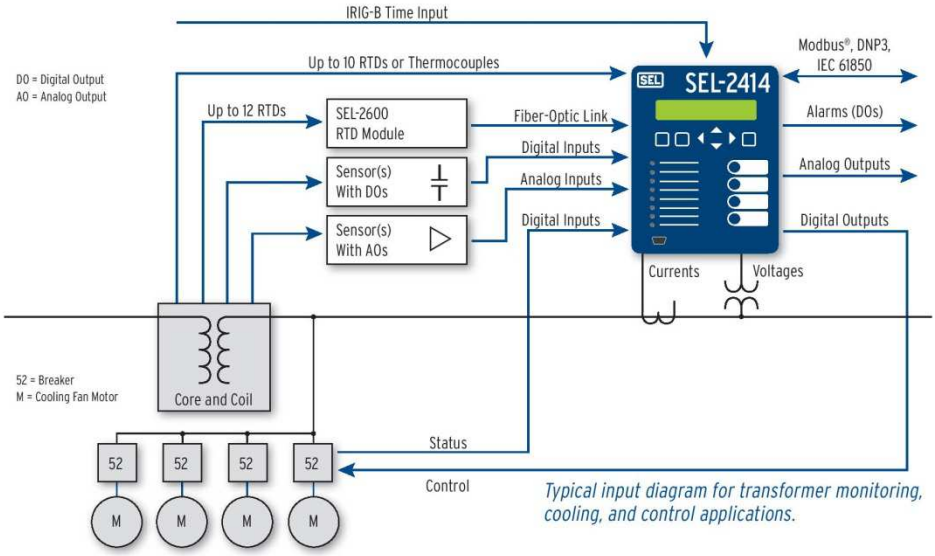


Electrostatic Shock
(15 kV)

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical®

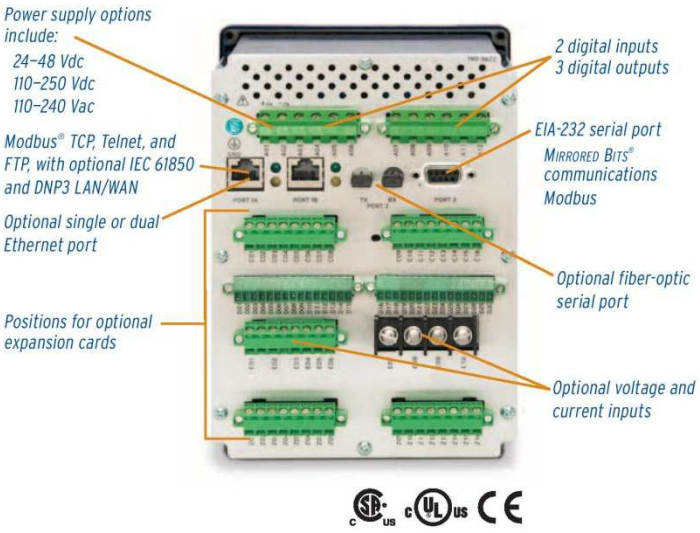
SEL-2414 Transformer Monitor

Functional Overview



Typical input diagram for transformer monitoring, cooling, and control applications.

Feature Overview



Ordering Options

- CPU Board
  - Single or dual Ethernet ports
  - EIA-232 rear port (standard)
  - IRIG-B time input (standard)
- Optional Expansion Cards
  - 8 digital inputs
  - 8 digital outputs (electromechanical)
  - 4 digital inputs/4 digital outputs (electromechanical and fast, high-current interrupting outputs)
  - 8 analog inputs
  - 4 analog inputs/4 analog outputs
  - EIA-232 or EIA-485 serial communication
  - 10 RTD or thermocouple inputs
  - 3 ac current/3-phase ac voltage inputs
- Protocol Options
  - DNP3 and DNP3 LAN/WAN
  - IEC 61850 communications
- Conformal Coating

Pullman, Washington USA
Tel: +1.509.332.1890 • Fax: +1.509.332.7990 • www.selinc.com • info@selinc.com

© 2009–2010 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. PF00178 • 20101221

ANEXO V

CATÁLOGO RELÉ ULTRA U-MLES - MICROELLETRICA SCIENTIFICA

Protection Relays

Relays

Ultra line



Standard Version



Touch Version

General Characteristics

ULTRA is the top-of-the-line of Microelettrica Scientifica protection relays; it has been designed to meet the most demanding specifications for any application in Transmission, Distribution and Industrial plants. The ULTRA relays are used in all the applications where, besides the protection, a complete measuring system is needed. Each relay is a multifunctional unit combining protection, measurements and control. Thanks to the CAN BUS communication port and to a complete range of additional modules, the relays of this line can perform a complex input/output logic for interlocking substation system avoiding the use of an additional PLC. The multiprotocol makes the relay very versatile and suitable to be implemented in the most common DCS and SCADA systems.

Recording

- Event Recording (last 100 events)
- Trip Recording (last 20 trips) complete with cause of tripping and values of the input quantities at the moment of trip
- Oscillographic recording of input quantities (8 channels, 32 sample/cycle, 3 sec each)

Control

- 6 Output Relays user programmable
- 4 Digital Inputs user programmable
- Blocking input and Blocking output for pilot wire selectivity coordination
- Time tagging resolution 1ms
- Trip circuit supervision
- Associated Circuit Breaker control (OPEN/CLOSE)

Technical Characteristics

- Multilanguage Display (English/Italian standard, available - other on request)
- Complete autodiagnostic program with dedicated relay

Standard Version:

- Graphical Display (128x64 dots)
- 4 Leds for signalization

Touch Version:

- Graphic Display 4.3" (480x262 dots)
- 10 Leds for signalization

Communications

- 1 RS485 Serial communication port on rear side
- Modbus RTU/IEC870-5-103/IEC61850/ TCP-IP Modbus Communication Protocols
- Canbus port for external additional modules

Standard Version:

- 1 RS232 Serial communication port on Front Face

Touch Version:

- USB 2.0 on Front Face

Expansion Modules (optional)

- "UX10-4" 10 Digital Inputs and 4 Output Relays
- "14DI" 14 Digital Inputs
- "14DO" 14 Output Relays

Execution

- 2 Module box. (3 modules with 1 expansion, 4 modules with 2 expansion)
- IP44 protection case (on request IP54)
- Totally draw-out execution.

Software

- MSCom2 Program interface for device management

Relays Type

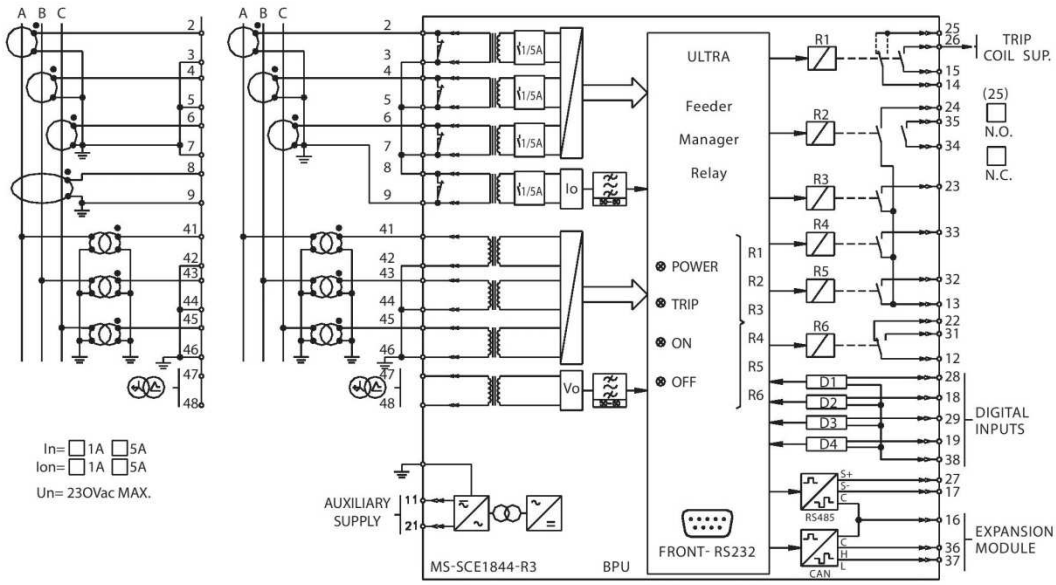
U-MLEs	D.C. Feeder Manager Relay: 49, 32/76, 80, 45, 64, 79, DI, di/dt, Rapp, Iapp, CMI, LT, BF
U-MLC	D.C. Feeder Manager Relay (Italian Railway Certification): 27/59, 32, 45, 49, 64, 76, 79, 80
U-MLC- M	D.C. Energy Metering: I, V, W, E
DTMR	Differential Transformer Relay: 50/51, 87T, 87N/51N
FMR	Feeder Manager Relay: 49, 50/51/67, 50N/51N/67N, 27/59, 81, 46, 59Uo, 51BF, F 27U1, 59U2/47, 79
MMR	Motor Manager Relay: 12/14, 37, 27/59, 46, 49, 50/51, 51LR, 51BF, 55, 64, 66, 81
GMR	Generator Protection & Management Relay: 21, 24, 27/59, 32, 37, 40, 46, 49, 50/27, 50V/51V, 51BF, 60FL, 64S, 81

Microelettrica Scientifica

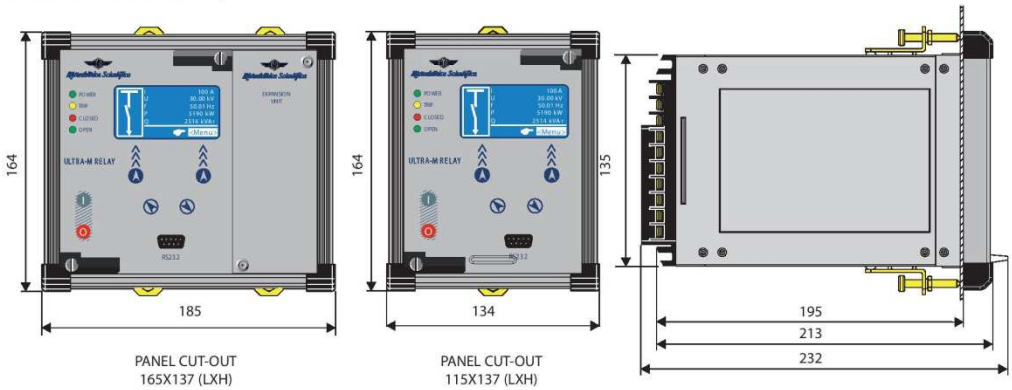
Protection Relays

Relays: Ultra line

Wiring Diagram



Overall Dimensions (mm)



KNORR-BREMSE

Microelettrica Scientifica

Microelettrica Scientifica S.p.A. Via Alberelle, 56/58 20089 Rozzano - Italy
Tel.: +39 02 575731 Fax: +39 02 57510940 - sales.relays@microelettrica.com
www.microelettrica.com

Ultra Line

Electronics

U-MLEs

D.C. FEEDER MANAGER RELAY
32, 45, 49, 64, 76, 79, 80



D.C. Feeder protection relay with setting parameters programmable locally or via serial communication. Suitable for protection of D.C. feeders with High-Speed DC Breakers, for railway application.

The relay measures the Line current and voltage through one current transducer and one voltage transducer.

The transducers (type MHCO) are galvanically insulated via fiber optic and have the following measuring ranges:

- Line voltage : (0 ÷ 2)Vn
- Line current : (0 ÷ 10)In
- Insulation voltage 20kVac 1min.

Real time measurements of primary input values can be read continuously both from the display and via serial communication. Relay programmation can be done both via the frontal keyboard and via serial communication. The associated Circuit Breaker can be controlled both via the frontal keyboard and via serial communication. Settings, events and oscillographic recordings are stored in a non-volatile memory (E^2PROM).

Besides the normal Watchdog and Powerfail functions, a comprehensive program of self-test and self diagnostic provides:

- Diagnostic and functional test with checking of program routines and memory contents, running every time the auxiliary power supply is switched on.
- Dynamic functional test running during normal operation.
- Complete Test activated by the keyboard or via the communication bus.

Any internal fault detected is indicated by a fault message on the display and by de-energization of associated I.R.F. output relay.

The relay is available in three different executions:

- Flush mounting
- Surface mounting
- 19" Rack mounting.

M13-ING-Rev.06

Microelettrica Scientifica

2

Electronics

U-MLEs

Protective Functions
- Thermal image protection of the Cable/Line
- 4 Overcurrent levels Forward/Reverse programmable
- 2 Current Step level with di/dt dependance
- 2 Rate of rise level
- 1 Impedance monitoring level with di/dt dependance
- 1 Current monitoring level with di/dt dependence
- 2 Frame Fault Current and Voltage monitoring levels
- Cable insulation monitoring
- 4 Shot Automatic Reclosure
- 2 Overvoltage levels
- 2 Undervoltage levels
- Automatic programmable Line Test
- Energy counter pulse
- C/B Lock
- Remote Trip

Control
- Trip circuit supervision
- Associated Circuit Breaker control (OPEN / CLOSE)
- Breaker failure protection
- Breaker interruption energy $\sum i^2t$

Recording
- Two complete setting programs switchable locally or remotely
- Blocking input and Blocking output for pilot wire selectivity coordination and intertripping scheems
- Event Recording (last 100 events)
- Trip Recording (last 10 trips) complete with cause of tripping and values of the input quantities at the moment of trip
- Oscillographic recording of input quantities (8 channels, 32 sample/cycle, 2 sec each)

Communications
- Modbus RTU and IEC870-5-103 communication protocols
- RS232 serial communication port on Front Face
- RS485 serial communication port on Back Panel
- Synchronisation with other relays (resolution 1ms)
- CanBus line for control of slave I/O Expansion modules

Technical Characteristics
- Graphical display 128x64 dots
- 4 LEDS for: Power on/internal relay fault, Trip / alarm, Trip circuit fault
- 6 Output relays totally user programmable
- 4 Digital inputs user programmable.
- IP44 Protection degree (on request IP54)
- Totally draw-out execution

Accessories
- High-Voltage Current/Voltage measuring Transducer with Fiber Optic output : Type MHCO-T/V-I
- High-Voltage Current measuring Transducer with Fiber Optic output : Type MHCO-T-I.
- High-Voltage Voltage measuring Transducer with Fiber Optic output : Type MHCO-T-V
- Voltage measuring reciver with fiber optic input and 3 Analogic outputs : Type MHCO-R-V
- Current measuring reciver with fiber optic input and 3 Analogic outputs : Type MHCO-R-I

- Input/Output Expansion Module: UX10-4 - 10 Digital Inputs + 4 Outputs Relay
  UX14DI - 14 Digital Inputs
  UX14DO - 14 Outputs Relay

- Cable monitoring device A-MSG-1 (Cable Screen-to-Ground or Conductor-to-Screen monitoring) with current output directly supplyed to the U-MLEs relay
- Cable monitoring system MSG/N-DIN independent tripping and measurement
- Cable Screen-to-Ground and Conductor-to-Screen monitoring
- Two-channels Digital/Fiber Optic converter for remote intertripping signal Type CFV-BL
- Line Test Contactor
- Line Test Resistor
- Rail Earthing Contactor
- Other protection Relay
- SCADA and Communication systems

Microelettrica Scientifica

Real Time Measurements				
I = Current	V = Voltage	P = Power	+Wh, = Exported Energy	-Wh, = Imported Energy

F49 (T>): Thermal Image element with prealarm		
Function enabling	: = ON - OFF	
Temperature prealarm	: Tal = (10 ÷ 100)%Tn	step 1 %Tn
Continuous admissible current	: Is = (0.5 ÷ 1.5)	step 0.01
Time constant	: Kt = (1 ÷ 600)min	step 0.01min
1F - 67/50/51 (1I>): 1st Overcurrent Element		
Function enabling	: = ON - OFF	
Time current curves	: f(t) = Indep.Definite Time (D), IEC (A/B/C).	
Operation Mode	: f(a) = Non Directional - Directional Forward - Directional Reverse	
Setting range	: Is = (0.1 ÷ 4)In	step 0.01In
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
2F - 67/50/51 (2I>): 2nd Overcurrent Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Time current curves	: f(t) = Indep.Definite Time (D), IEC (A/B/C).	
Operation Mode	: f(a) = Non Directional - Directional Forward - Directional Reverse	
Setting range	: Is = (0.1 ÷ 4)In	step 0.01In
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
3F - 67/50/51 (3I>): 3rd Overcurrent Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Operation Mode	: f(a) = Non Directional - Directional Forward - Directional Reverse	
Setting range	: Is = (0.1÷ 10)In	step 0.01In
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
4F - 67/50/51 (4I>): 4th Overcurrent Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Operation Mode	: f(a) = Non Directional - Directional Forward - Directional Reverse	
Setting range	: Is = (0.1 ÷ 10)In	step 0.01In
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
1F - (1ΔI): 1st 1DI Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: DI = (100 ÷ 9990)A	step 10A
Minimum di/dt level to start ΔI	: di = (4 ÷ 400)A/ms	step 1 A/ms
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tDI = (0 ÷ 500)ms	step 1ms
Detection reset time delay	: tdi = (0 ÷ 100)ms	step 1ms
2F - (2ΔI): 2nd 2DI Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: DI = (100 ÷ 9990)A	step 10A
Minimum di/dt level to start ΔI	: di = (4 ÷ 400)A/ms	step 1 A/ms
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tDI = (0 ÷ 500)ms	step 1ms
Detection reset time delay	: tdi = (0 ÷ 100)ms	step 1ms

4

Electronics

U-MLEs

1F - (1di/dt): 1st Current Rate of Rise Element		
Function enabling	: ON - OFF	
di/dt setting range	: G = (4 ÷ 400)A/ms	step 1 A/ms
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tG = (2 ÷ 500)ms	step 1ms
2F - (2di/dt): 2nd Current Rate of Rise Element		
Function enabling	: ON - OFF	
di/dt setting range	: G = (4 ÷ 400)A/ms	step 1 A/ms
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tG = (2 ÷ 500)ms	step 1ms
Rapp: Impedance monitoring with di/dt dependence		
Function enabling	: ON - OFF	
Arc Voltage	: Va = (0 ÷ 800)V	step 1 V
Internal Resistance	: Ri = (0 ÷ 0.250)Ω	step 0.001 Ω
Internal Indutctance	: Rt = (0.001 ÷ 2.5)Ω	step 0.001 Ω
Total Resistance of the circuit	: Li = (0.001 ÷ 0.01)H	step 0.001 H
Total Inductance of the circuit	: Lt = (0.002 ÷ 0.05)H	step 0.001 H
Resistance trip level	: R* = (0 ÷ 100)Ω	step 0.01 Ω
Limit value of di/dt	: g = (10 ÷ 500)A/ms	step 1 A/ms
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tr = (0 ÷ 100)ms	step 1ms
Iapp: Current monitoring with di/dt dependence		
Function enabling	: ON - OFF	
Current tirip level when di/dt = 0	: IA = (500 ÷ 5000)A	step 10 A
Current tirip level when di/dt ≥ [g]	: I* = (400 ÷ 1500)A	step 10 A
Limit value of di/dt	: g = (30 ÷ 500)A/ms	step 1 A/ms
Drop-out percentage	: Res = (80 ÷ 100)%Iapp	step 1 %Iapp
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tr = (0 ÷ 5)s	step 0.01s
1F - 64 (1Ig): 1st Frame Fault Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Time current curves	: f(t) = Indep.Definite Time (D), IEC (A/B/C).	
Current setting range	: Is = (0.1 ÷ 4)Ign	step 0.01Ign
Voltage setting range	: Us = (0.01 ÷ 1)Ugn	step 0.01Ugn
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
2F - 64 (2Ig): 2nd Frame Fault Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Time current curves	: f(t) = Indep.Definite Time (D), IEC (A/B/C).	
Current setting range	: Is = (0.1 ÷ 4)Ign	step 0.01Ign
Voltage setting range	: Us = (0.01 ÷ 1)Ugn	step 0.01Ugn
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0.02 ÷ 100)s	step 0.01s
RS-G: Cable insulation (Screen-Ground)		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: RL-S = (100 ÷ 5000)Ω	step 100 Ω
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: tRL-S = (0.05 ÷ 100)s	step 0.01s

M13-ING-Rev.06

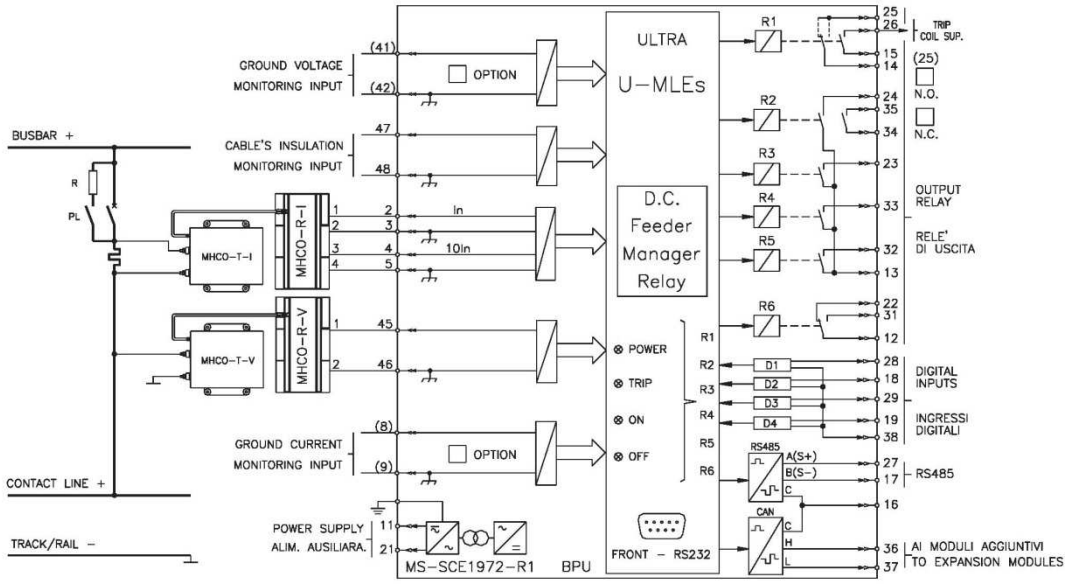
RCL: Automatic Reclosure		
Function enabling	: ON - OFF	
Number of Reclosure	: ShN° = 1 / 2 / 3 / 4	
Independent time delay	: tr = (1 ÷ 200)s	step 1s
Independent time delay	: tr1 = (0.1 ÷ 1000)s	step 0.1s
Independent time delay	: tr2 = (0.1 ÷ 1000)s	step 0.1s
Independent time delay	: tr3 = (0.1 ÷ 1000)s	step 0.1s
Independent time delay	: tr4 = (0.1 ÷ 1000)s	step 0.1s
LT: Automatic Line Test		
Function enabling	: ON - OFF	
Number of Test	: TestN° = 0 / 2 / 3 / 4	
Minimum residual voltage	: VR< = (0 ÷ 1)Vn	step 0.1 Vn
Minimum residual resistance	: RR< = (0 ÷ 500)Ω	step 1 Ω
Minimum Line voltage	: VFast = (0.5 ÷ 1)Vn	step 0.1 Vn
Waitng time after C/B closing	: tp = (0 ÷ 30)s	step 1s
Duration of the Line Test	: tt = (1 ÷ 10)s	step 1s
Wait time between 2 consecutive tests	: tcy = (1 ÷ 60)s	step 1s
Wait time to start recl. after succes fine test	: tw = (0 ÷ 10)s	step 1s
1F - 59 (1U>): 1st Overvoltage Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: Us = (0.5 ÷ 1.5)Un	step 0.01Un
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0 ÷ 650)s	step 1s
2F - 59 (1U>): 2nd Overvoltage Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: Us = (0.5 ÷ 1.5)Un	step 0.01Un
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0 ÷ 650)s	step 1s
1F - 27 (1U<): 1st Undervoltage Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: Us = (0.2 ÷ 1)Un	step 0.01Un
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0 ÷ 650)s	step 1s
1F - 27 (2U<): 2nd Undervoltage Element		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: Us = (0.2 ÷ 1)Un	step 0.01Un
Instantaneous output	: = ≤ 0.03s	
Independent time delay	: ts = (0 ÷ 650)s	step 1s
Wi: Circuit BreakerEnergy Maintenance		
Function enabling	: ON - OFF	
Setting range	: Ii = (0.1 ÷ 99)In	step 0.1In
Conventional interrupption current	: Wi = (1 ÷ 9999)	step 1
RT: Remote Trip		
Function enabling	: ON - OFF	
Independent time delay	: ts = (0 ÷ 10)s	step 0.01s
Wh: Energy Counter Pulse		
Function enabling	: ON - OFF	
Energy level	: WpP = (10 ÷ 1000)kW	step 10kW
Pulse duration	: Pulse = (0.10 ÷ 2)s	step 0.01s
CB-L: C/B Lock		
Function enabling	: ON - OFF	
Breaker Failure Element		
Alarm time delay	: tBF = (0.05 ÷ 0.75)s	step 0.01s

6

Electronics

U-MLEs

U-MLEs - Wiring Diagram



Typical Characteristics		
Accuracy at reference value of influencing factors	2% In - 0.2% On	for measurements
	2% +/- 10ms	for times
Input	0 ÷ 20 mA	
Average power supply consumption	<10 VA	
Output relays	rating 5 A; Vn = 380 V	
	A.C. resistive switching = 1100W (380V max)	
	make = 30 A (peak) 0.5 sec.	
	break = 0.3 A, 110 Vcc,	
	L/R = 40 ms (100.000 op.)	

Order code - Example :				
U-MLEs	1	1	1	2
	Power Supply	Configuration R1 (14-25)	1st Expansion module	2nd Expansion module
	1 = Type 1	1 = N.O.	1 = None	1 = None
	2 = Type 2	2 = N.C.	2 = UX10-4	2 = UX10-4
			3 = 14DI	3 = 14DI
			4 = 14DO	4 = 14DO

M13-ING-Rev.06

btsadv.com

The performances and the characteristics reported in this document are not binding and can modified at any moment without notice.

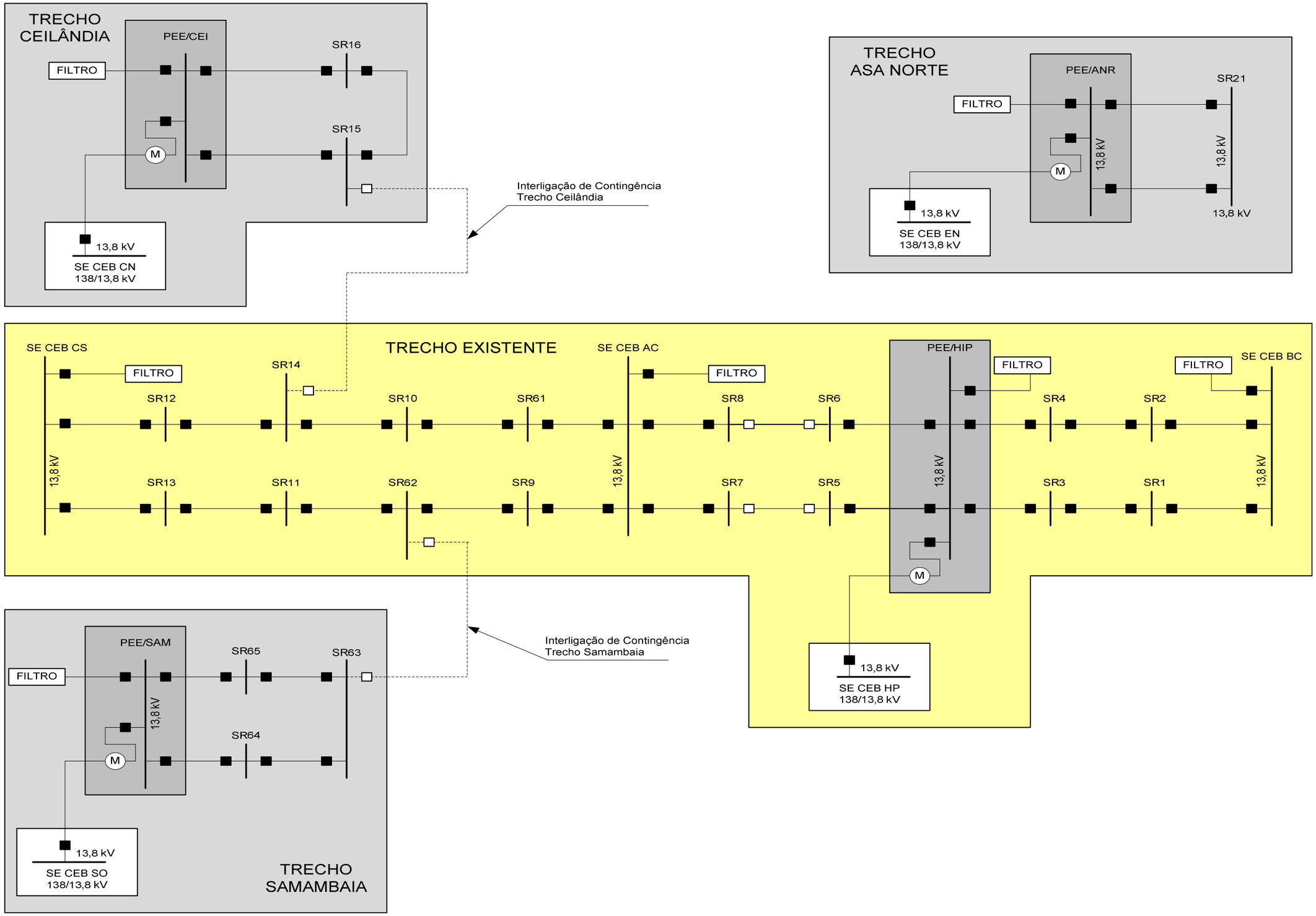
KNORR-BREMSE

Microelettrica Scientifica

Microelettrica Scientifica S.p.A. - 20089 Rozzano (MI) - Via Alberelle 56/58 Italy
Tel. +39 02 575731 - Fax +39 02 57510940 - E-Mail: sales.relays@microelettrica.com
www.microelettrica.com

ANEXO VI

REDE DE ALIMENTAÇÃO 13,8 KV DEFINIDA


TRECHO CEILÂNDIA
PEE/CEI
FILTRO
SR16
SR15
M
13,8 kV
SE CEB CN
138/13,8 kV
Interligação de Contingência
Trecho Ceilândia
TRECHO ASA NORTE
PEE/ANR
FILTRO
SR21
13,8 kV
13,8 kV
M
13,8 kV
SE CEB EN
138/13,8 kV
TRECHO EXISTENTE
SE CEB CS
FILTRO
SR14
SR12
SR10
SR61
SE CEB AC
FILTRO
SR8
SR6
PEE/HIP
FILTRO
SR4
SR2
FILTRO
SE CEB BC
13,8 kV
SR13
SR11
SR62
SR9
13,8 kV
SR7
SR5
13,8 kV
SR3
SR1
13,8 kV
M
13,8 kV
SE CEB HP
138/13,8 kV
Interligação de Contingência
Trecho Samambaia
PEE/SAM
FILTRO
SR65
SR63
13,8 kV
SR64
M
13,8 kV
SE CEB SO
138/13,8 kV
TRECHO SAMAMBAIA

Para aumentar a confiabilidade no sistema, foram previstas interligações de contingência para o Trecho Ceilândia entre a SR 15 e a SR 14, caso o PEE/CEI deixe de operar, e para o Trecho Samambaia, entre a SR 62 e a SR 63, caso o PEE/SAM deixe de operar. Desta forma, caso ocorram contingências nesses trechos, o sistema continua operando, alimentados pelo anel SE CEB CS – SE CEB AC