



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

### **FILOSOFIA DE APLICAÇÃO E O ESTADO DA ARTE DA PROTEÇÃO ELÉTRICA DOS SISTEMAS HVDC-LCC NO BRASIL E TENDÊNCIAS FUTURAS**

**PAULO ALEXANDRE ZERBATI(1); RAFAEL DE OLIVEIRA FERNANDES(2)  
SGBH(1); UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS(2)**

#### **RESUMO**

O objetivo deste trabalho é trazer uma contribuição acerca da filosofia de aplicação da proteção elétrica na área de HVDC (*High Voltage Direct Current*), particularmente em relação à tecnologia LCC (*Line-Commutated Converter*), que até o momento é a tecnologia empregada no Brasil. Apesar do Brasil já possuir três grandes projetos HVDC-LCC em operação no Sistema Interligado Nacional (SIN), há uma carência na comunidade de proteção e controle acerca do conhecimento básico das filosofias empregadas em relação à proteção de Corrente Contínua (CC), bem como da interface com o sistema de controle e harmonização com a proteção de Corrente Alternada (CA).

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Proteção de Corrente Contínua, HVDC, Controle, Normatização

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

O sistema de proteção de redes de CC deve ser projetado de modo adequado antes da integração completa da rede CC com a rede CA. A detecção e a eliminação adequadas das faltas elétricas no lado de CC são essenciais para operar as redes multi-terminais com segurança e confiabilidade. A interrupção da corrente de falta em redes de CC torna-se tarefa mais complexa quando comparada com as redes de CA, pois a corrente de falta atinge valores altos e não apresenta o cruzamento pelo zero periódico natural [1]. Em [2], descreve-se as dificuldades dos esquemas de proteção convencionais, como a proteção de distância, sobrecorrente e a proteção diferencial, por exemplo, quando aplicadas em uma rede com sistema HVDC.

O primeiro projeto de HVDC-LCC implantado no Brasil foi o Bipolo de Itaipu em 1984, +/- 600 kV, 6300 MW, interligando Foz do Iguaçu (PR) à Ibiúna (SP), numa distância aproximada de 810 km. Já o segundo projeto foi o do Rio Madeira, com a entrada em operação do primeiro Bipolo em 2014 e do segundo Bipolo em 2015, ambos projetados para +/- 600 kV, potência nominal bipolar 3150 MW, totalizando 7100 MW, interligando Porto Velho (RO) à Araraquara (SP) em uma distância aproximada de 2400 km, sendo que este projeto inclui ainda um sistema HVDC *Back-to-Back* (bibloco), com potência de 400 MW cada um, com estações conversoras comutadas por capacitores, com o propósito de atendimento às cargas do sistema de 230 kV em Rondônia e no Acre. Por fim, o terceiro projeto foi o de Belo Monte, implantado em 2017 (primeiro Bipolo) e em 2019 (segundo Bipolo), +/- 800 kV, 8000 MW, interligando Xingu (PA) à Estreito (MG) em uma distância aproximada de 2100 km.

Há uma previsão de expansão da rede de HVDC no Brasil e, portanto, novos elos de corrente contínua farão parte do SIN. Mesmo com estes três projetos já em operação no SIN, verifica-se uma carência na comunidade de proteção e controle acerca do conhecimento das filosofias empregadas em relação à proteção de CC, principalmente na área de HVDC. No âmbito internacional, há normas, guias de aplicação/especificação técnica, como exemplo a norma IEEE Std 1899-2017 [3], bem como trabalhos já desenvolvidos no âmbito do Cigre B4/B5 [4]. Em [5], tem-se os requisitos técnicos dos equipamentos de proteção e controle, métodos de teste, etc. Já em [6], tem-se os requisitos técnicos para especificação dos equipamentos do sistema de proteção dos filtros harmônicos. No âmbito de normatização, em outubro de 2019, durante a reunião internacional da IEC CE03.TC95-MT04 (Comissão de Estudos 03 do Comitê Técnico sobre Funções de Proteção e Guias de Aplicação), realizada na cidade de Glasgow, na Escócia, a IEC (*International Electrotechnical Commission*) lançou uma força-tarefa a respeito de proteção de sistemas de CC, considerando-se também os trabalhos que já estavam sendo realizados na China.

Assim, durante a reunião plenária da IEC, realizada em setembro 2020, houve a aprovação do estudo de uma norma para proteção em CC, incluindo-se os sistemas HVDC. O Brasil teve participação nesta votação pois, atualmente, é membro do tipo “P” – Participante, e possui poder de voto, votando a favor da proposta para ter-se uma proteção de CC no âmbito internacional da IEC, com previsão de término para novembro de 2022. Há um grupo de trabalho brasileiro com a participação de especialistas no assunto de proteção de CC, cujo objetivo principal é levar as contribuições brasileiras para as atividades da norma internacional da IEC. Este trabalho está desenvolvido da seguinte forma: Na Seção 1 apresenta-se a Introdução, na Seção 2 apresenta-se a Filosofia de aplicação da proteção de CC, na Seção 3 as Proteções elétricas, na Seção 4 os Desafios e tendências futuras, e na Seção 5 a Conclusão.

## 2.0 FILOSOFIAS DE APLICAÇÃO PARA A PROTEÇÃO CC

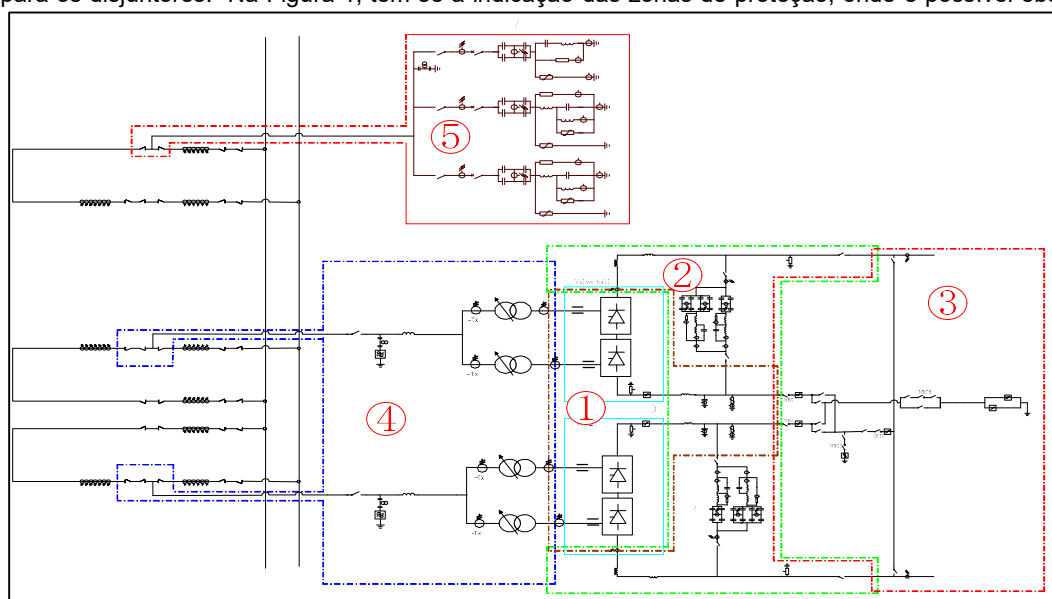
Nas áreas de aplicação de HVDC, há um interesse crescente em relação à proteção CC. Embora haja um interesse da indústria e da academia, ainda não há uma terminologia harmonizada, especificações funcionais ou mesmo procedimentos de teste para os relés de medição CC. Ao mesmo tempo em que existem muitas semelhanças entre as funções de proteção nas diferentes áreas de aplicação, não há compreensão pormenorizada entre as diferenças, de modo a permitir uma padronização de testes e aplicações. De um modo geral, a tecnologia HVDC-LCC vem sendo empregada em larga escala ao longo dos últimos anos. A tecnologia HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*) vem apresentando um crescimento muito rápido e ainda há poucos projetos ao redor do mundo com a tecnologia híbrida VSC-LCC. Este trabalho focará na tecnologia HVDC-LCC, pois são esses os projetos atualmente em operação no Brasil. Comparando-se a proteção CC com a CA convencional, há muitas diferenças nos esquemas de proteção empregados, podendo-se destacar as proteções baseadas em:

- Corrente: inclui todos os harmônicos, corrente contínua, primeiro ou segundo harmônico na corrente contínua;
- Tensão: tensão contínua, primeiro ou segundo harmônico da tensão contínua;
- Corrente diferencial: diferença entre forma de onda da corrente contínua e a forma de onda da corrente alternada;
- Potência;
- Valores instantâneos e incrementais, como sendo:  $dU/dt$  ( $\Delta U$ ),  $di/dt$  ( $\Delta I$ ),  $dP/dt$  ( $\Delta P$ );
- Ondas viajantes;
- Outras filosofias.

Verifica-se então diferenças entre as funções de proteção CC e as convencionais CA. Os ajustes e configurações das proteções de CC devem ser seletivos e coordenados, de modo a ter-se zonas de proteção com “*overlap*” bem definidas.

## 2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS ELO HVDC-LCC

Em relação aos sistemas HVDC-LCC tem-se vários tipos de configuração e características principais adotadas pelos fabricantes, contudo, é comum que haja esquemas redundantes e prioridades para a tomada de decisão do sinal de disparo para os disjuntores. Na Figura 1, tem-se a indicação das zonas de proteção, onde é possível observar os filtros lado



do  
CA e

CC, os eletrodos de terra, o indutor de alisamento, etc.

1. Proteção Conversor
2. Proteção Polo
3. Proteção Bipolo
4. Proteção Transformador  
Conversor
5. Proteção Filtro CA

Figura 1 – Zonas de Proteção. Fonte [7]

## 2.2 ESQUEMAS DE REDUNDÂNCIA

Os esquemas de redundância variam de acordo com a filosofia implementada pelo fabricante durante a etapa de projeto sendo que, normalmente, há 2 módulos de sistemas de proteção. Na Figura 2, tem-se a condição de redundância, onde, de um modo geral, a proteção do conversor, do polo, do bipolo e do transformador do conversor estão no modo de configuração “two-out-of-three”. Os três equipamentos de proteção são configurados com as mesmas funções e os sinais de entrada dos três equipamentos são independentes uns dos outros.

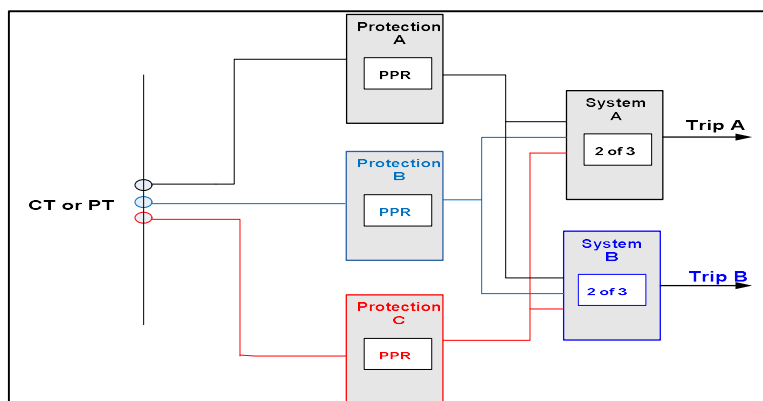


Figura 2 – Redundância – Configuração “two-out-of-three”. Fonte [7]

## 2.3 PROTEÇÕES DO POLO CC

Na Figura 3, tem-se o arranjo com as indicações dos pontos de medição na estação em Xingu e, na Figura 4, tem-se o arranjo na estação em Terminal Rio, do projeto de Belo Monte, com o respectivo fluxo de corrente indicado pelas setas em vermelho.

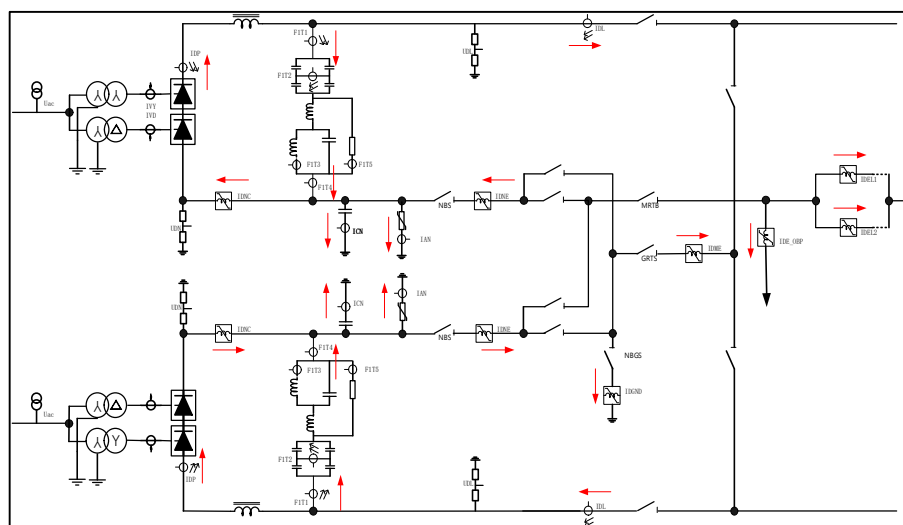


Figura 3 – Pontos de Medição Estação em Xingu. Fonte [7]

Os pontos de medição são identificados como sendo: **UDL** = tensão CC do lado de alta tensão da barra do polo, **UDN** = tensão CC do lado de baixa tensão da barra de neutro, **UAC** = tensão CA do lado da rede, **IVY** = corrente através do lado secundário do transformador conversor (Y/Y), **IVD** = corrente através do lado secundário do transformador conversor (Y/D), **IDP** = corrente CC da barra do polo no lado da válvula, **IDNC** = corrente CC da barra de neutro no lado da válvula, **IDL** = corrente CC da linha CC, **IDNE** = corrente CC da barra de neutro no lado do eletrodo da linha, **ICN** = corrente através da barra de neutro do capacitor de surto, **IAN** = corrente através da barra de neutro do para-raios, **F1T1** = corrente de alta tensão do filtro CC, **F1T2** = desbalanço de corrente do capacitor, **F1T3** = corrente através do reator, **F1T4** = corrente através do filtro CC, **F1T5** = corrente através do resistor, **IDEL1** = corrente da linha do eletrodo 1, **IDEL2** = corrente na linha do eletrodo 2, **IDME** = corrente na linha de retorno metálico, **IDGND** = corrente na estação de aterramento e **IDE\_OBP** = corrente no eletrodo da barra de conexão.

Na Figura 5, tem-se a proteção do sistema CC dividido por áreas. A área 1 indica a proteção do conversor, a área 2 da barra do polo, a área 3 da barra de neutro, a área 4 da linha CC, a área 5 do filtro CC, a área 6 da barra de neutro do bipolo, a área 7 da linha do eletrodo e a área 8 a linha de retorno metálico, respectivamente.

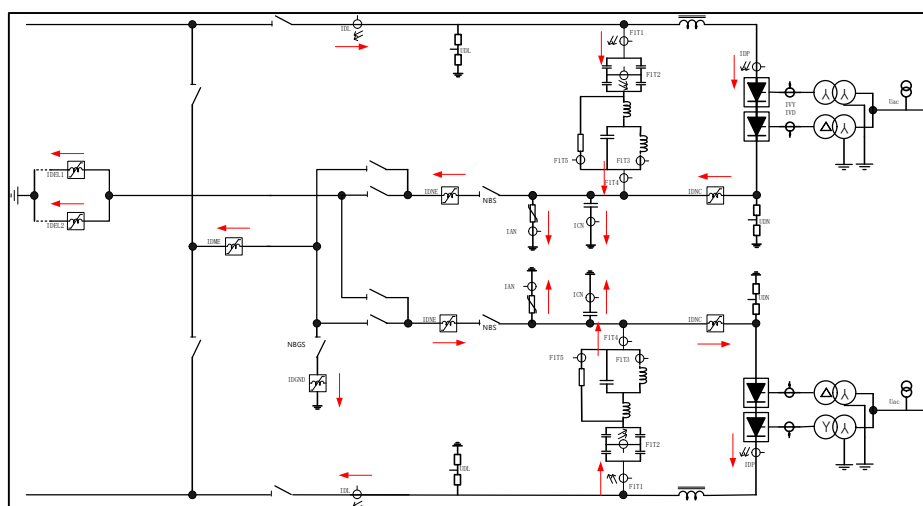


Figura 4 – Pontos de Medição Estação em Terminal Rio. Fonte [7]

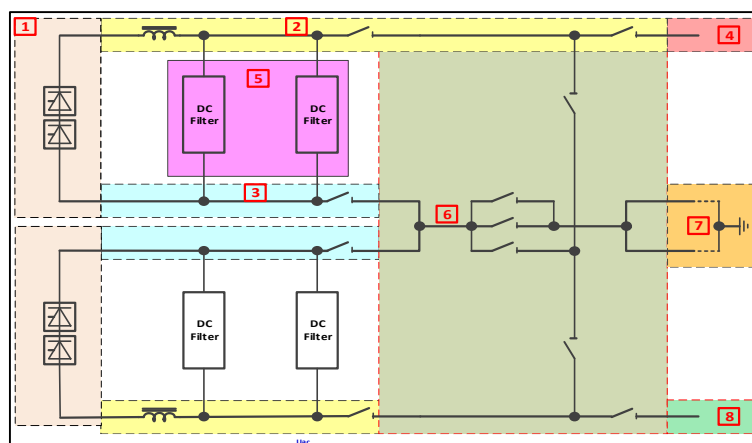


Figura 5 – Zonas Proteção CC. Fonte [7]

### 3.0 FALTAS TÍPICAS NA ESTAÇÃO CONVERSORA

Na Figura 6, tem-se os possíveis pontos de defeito do sistema HVDC no lado da estação conversora. Nesta mesma Figura, tem-se as indicações: Metallic Return Transfer Breaker (MRTB), Ground Return Transfer Switch (GRTS) e Neutral Bus Switch (NBS), respectivamente.

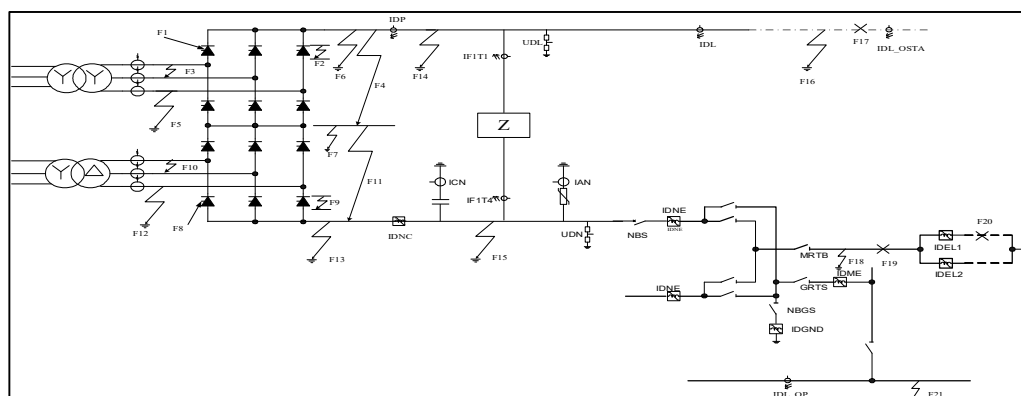


Figura 6 – Pontos de Falha - Sistema HVDC. Fonte [7]

Assim, tem-se as seguintes indicações: **F1** = perda do pulso de disparo na ponte Y/Y, **F2** = curto-circuito em um braço da ponte em Y/Y, **F3** = curto-circuito fase-fase no lado secundário do transformador conversor (Y/Y), **F4** = curto-circuito na ponte Y/Y, **F5** = falta a terra na linha do lado do secundário do transformador conversor (Y/Y), **F6** = falta a terra na barra do polo no lado da válvula, **F7** = falta a terra no “midpoint” da ponte Y/Y e Y/D.

Já para o ponto **F8** = falha do pulso de disparo na ponte Y/D, **F9** = curto-circuito no braço da ponte em Y/D, **F10** = curto-circuito fase-fase no lado secundário do transformador conversor (Y/D), **F11** = curto-circuito na ponte Y/D, **F12** = falta a terra na linha do lado secundário do transformador conversor (Y/D), **F13** = falta a terra na barra de neutro do lado da válvula, **F14** = falta a terra na barra do polo, **F15** = falta a terra na barra de neutro, **F16** = falta a terra na linha CC, **F17** = circuito aberto na linha CC, **F18** = falta a terra na linha da barra de neutro do bipolo, **F19** = circuito aberto do eletrodo, **F20** = circuito aberto em um dos dois eletrodos, **F21** = falta a terra na linha de retorno metálico.

### 3.1 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO POLO

A seguir, serão apresentadas as proteções e ações de controle para os esquemas de proteção do polo.

#### 3.1.1 Proteção Curto-Circuito na Válvula

Com a indicação das variáveis nas Figuras 6 e 7, respectivamente, a detecção de um curto-circuito na válvula, no lado estrela e no lado delta, podem ser equacionadas como sendo:  $IVY - \text{MAX}(IDP, IDNC) \geq \text{MAX}(I_{ccset}, k_{set} * \text{MAX}(DP, IDNC))$  (1) e  $IVD - \text{MAX}(IDP, IDNC) \geq \text{MAX}(I_{ccset}, k_{set} * \text{MAX}(DP, IDNC))$  (2). Como consequência da operação da proteção, há o imediato comando de “forced retard” no conversor, bloqueio do conversor, disparo no disjuntor CA e isolamento do polo. As grandezas IVY e IVD correspondem ao valor máximo da corrente trifásica do transformador conversor.

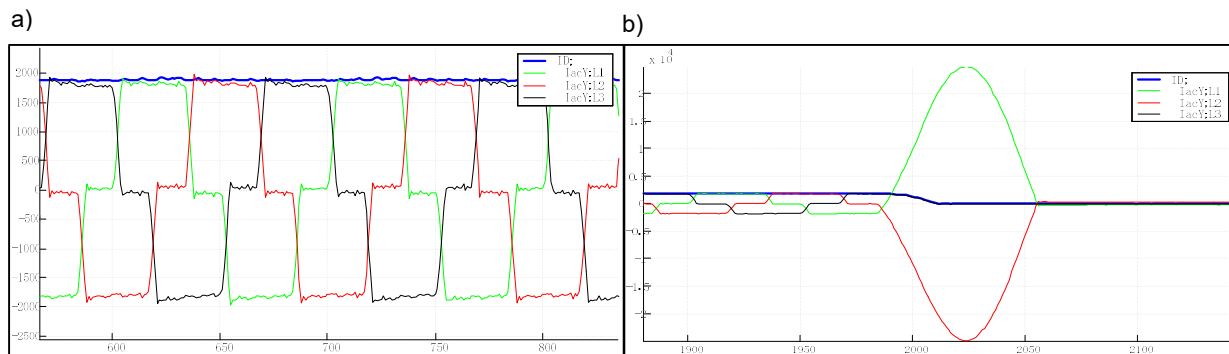


Figura 8 – a) Comutação Normal, b) Curto-circuito na Válvula do Retificador. Fonte [7]

Na Figura 8-a, verifica-se um processo de comutação normal na válvula, já na Figura 8-b, verifica-se um processo de curto-circuito na válvula, onde a proteção será ajustada, de acordo com as equações 1 e 2, para ter a sensibilidade suficiente para discriminar a falta e enviar o sinal de disparo para o disjuntor.

### 3.1.2 Proteção Sobrecorrente CC

O equacionamento é dado por:  $\max(IDP, IDNC, IVY, IVD) \geq \text{Setting value}$  (3). As consequências são: comutação do sistema de controle redundante, ação de “runback”, bloqueio do conversor, disparo no disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.1.3 Proteção Falha de Comutação

O equacionamento é dado por:  $\max(IDP, IDNC) - IVY \geq \text{Setting value}$  E  $\max(IDP, IDNC) - IVD \geq \text{Setting value}$  (4). Como consequência tem-se: ordem instantânea “advance firing” do conversor em falta para melhorar a recuperação.

### 3.1.4 Proteção Diferencial Válvula CC

O equacionamento é dado por:  $|IDP - IDNC| \geq \text{Setting value}$  (5). Como consequência tem-se: bloqueio do conversor, disparo disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.1.5 Proteção Shift Transformador de Neutro do Conversor

O equacionamento é dado por:  $|UVY1 + UVY2 + UVY3| \geq \text{Setting value}$  (6). Como consequência tem-se: alarme, inibir o desbloqueio do conversor, disparo disjuntor CA.

### 3.1.6 Proteção Estresse de Tensão

O equacionamento é dado por:  $Udi0_{cal} > Udi0_{set}$  (7). Como consequência tem-se: inibir o aumento do *tapchanger*, inibir o desbloqueio do conversor, comutar para o sistema redundante do sistema de controle, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.1.7 Proteção Sobretensão CC

O equacionamento é dado por:  $|UDL| \geq \text{Setting value}$  E  $|UDL - UDN| \geq \text{Setting value}$  (8). Como consequência tem-se: comutação para o sistema de controle redundante, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.1.8 Proteção Subtensão CC

O equacionamento é dado por:  $|UDL| \leq \text{Setting value}$  (9). Como consequência tem-se: comutação para o sistema de controle redundante, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.1.9 Proteção Harmônico CC

O equacionamento é dado por:  $IDNC_{Fund} \geq \text{Setting value}$  E  $IDNC_{2nd} \geq \text{Setting value}$  (10). Como consequência tem-se: comutação para o sistema de controle redundante, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo. Na Figura 9, tem-se os harmônicos de corrente devido a perda de disparo no retificador e fase aterrada.

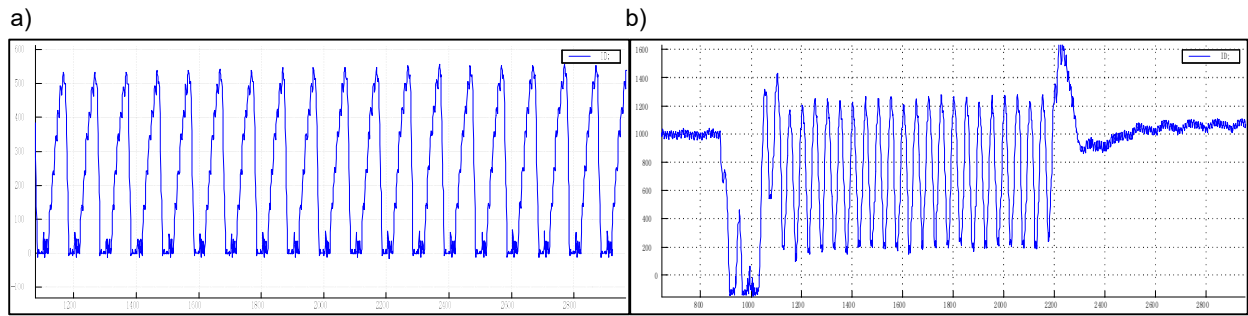


Figura 9 – a) Corrente IDNC Perda de Disparo Retificador, b) IDNC 1 Fase Aterrada. Fonte [7]

#### 3.1.10 Proteção Diferencial Barra do Polo CC

O equacionamento é dado por:  $|IDP - IDL \pm IZT1| \geq \text{Setting value}$  (11). Como consequência tem-se: bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.1.11 Proteção Diferencial Barra de Neutro CC

O equacionamento é dado por:  $|IDNC - IDNE \pm IZT4 \pm I_{an} \pm I_{cn}| \geq \text{Setting value}$  (12). Como consequência tem-se: bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.1.12 Proteção Diferencial Polo CC

O equacionamento é dado por:  $|IDL - IDNE \pm I_{an} \pm I_{cn}| \geq \text{Setting value}$  (13). Como consequência tem-se: bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.1.13 Proteção Switch Barra de Neutro

O equacionamento é dado por:  $(|IDNE| \geq \text{Setting value}) \text{ E } (NBS_{Open_{IND}} = 1)$  (14). Como consequência tem-se: ordem fechamento NBS, modo *lockout*.

#### 3.1.14 Proteção Circuito Linha Aberta do Eletrodo

O equacionamento é dado por:  $(|UDN| \geq \text{Setting value}) \text{ OU } (|UDN| \geq \text{Setting value E } |IDNE| \leq \text{Setting value})$  (15). Como consequência tem-se: comutação para o sistema de controle redundante, fechamento da chave NBGS, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.1.15 Proteção Linha CC

Esta proteção detecta faltas a terra na linha CC e é ativada no retificador. Ela é coordenada para não operar durante faltas no sistema CA. O retificador é comandado para operar no modo “*forced retard*” por um período pré-definido de modo que haja condição de remover a corrente CC da linha, assumindo o tempo de arco da falta para ser extinguido antes do retorno ao controle normal de disparo das válvulas. Caso haja falha na sequência inicial para remover a falta, a sequência é repetida com um aumento no período de “*forced retard*”. O número de tentativas e o ajuste para incrementar o tempo de “*forced retard*” são configurados.

Se a corrente e a tensão CC não recuperarem os seus valores em um tempo suficiente pré-ajustado, o conversor é bloqueado e é enviado um sinal de disparo para o circuito principal do disjuntor. A lógica de “*restart*” ocorre quando a falta na linha é detectada, assim o sinal de “*forced retard*” é enviado para o sistema de controle para ajustar o retificador para a operação em inversor. Através dessa ação, ambos o retificador e o inversor atuarão para descarregar a linha CC. O número de tentativas de “*restart*” é pré-ajustado.

Caso a lógica de “*restart*” apresentar falha durante o processo, o sistema de controle bloqueará o conversor, emitirá um sinal de disparo para o disjuntor e inicializará o isolamento do polo. As consequências são: bloqueio do conversor, disparo para o disjuntor CA e isolar o polo. Na Figura 10, tem-se as formas de onda típicas de tensão e de corrente durante o processo de “*line restart*”, onde é possível verificar as tentativas de partida durante o evento.

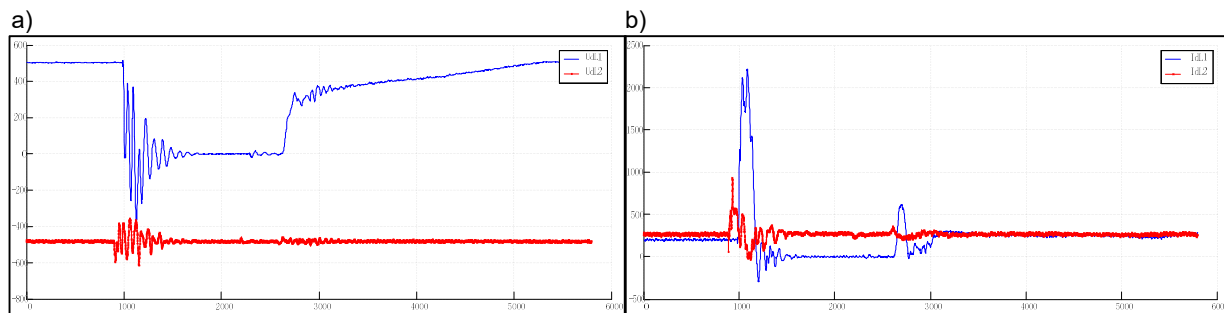


Figura 10 – a) Grandezas de Tensão UdL1 e UdL2, b) Grandezas de Corrente IdL1 e IdL2. Fonte [7]

### 3.2 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO BIPOLO

Na Figura 11, tem-se o esquema de proteção do bipolo, onde observa-se as funções de proteção associadas com o arranjo.

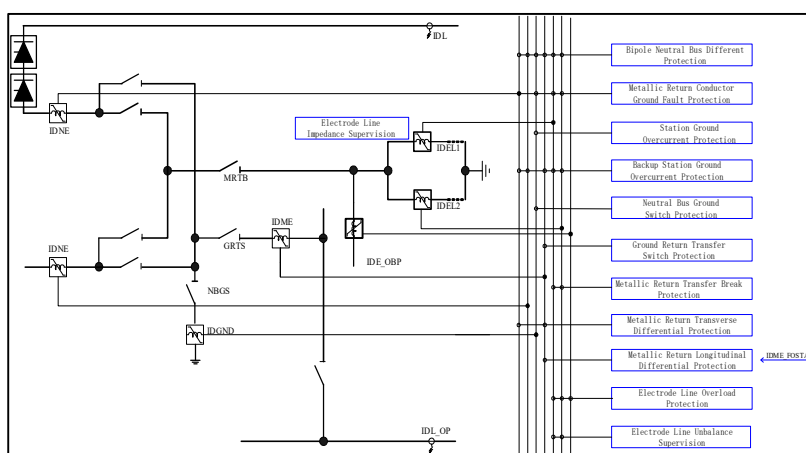


Figura 11 – Esquema de Proteção do Bipolo. Fonte [7]

#### 3.2.1 Proteção Diferencial da Barra de Neutro

O equacionamento é dado por:  $|IDNE1 - IDNE2 - (IDEL1 + IDEL2 + IDGND + IDME + IDE_{II})| \geq I_{diff}$  (16). Como consequência tem-se: balanço do polo (para operação bipolar), "forced retard" (para operação monopolar), bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.2.2 Proteção Sobrecorrente Falta à Terra da Estação

O equacionamento é dado por:  $|IDGND| \geq \text{Setting value}$  (17). Como consequência tem-se: alarme, balanço do polo (para operação bipolar), bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.2.3 Proteção Sobrecorrente de Backup Falta à Terra da Estação

O equacionamento é dado por:  $|IDGND_{cal}| \geq \text{Setting value}$  (18). Como consequência tem-se: alarme, balanço do polo (para operação bipolar), bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

#### 3.2.4 Proteção Switch da Barra de Neutro

O equacionamento é dado por:  $|IDGND| \geq \text{Setting value}$  E  $NBGS\_OPEN\_IND = 1$  (19). Como consequência tem-se: ordem de fechamento NBGS, ajuste bloqueio.

#### 3.2.5 Proteção Switch de Transferência Retorno de Terra

O equacionamento é dado por:  $|IDME| \geq \text{Setting value}$  E  $GRTS\_OPEN\_IND = 1$  (20). Como consequência tem-se: ordem de fechamento GRTS, ajuste bloqueio.

#### 3.2.6 Proteção Transferência Disjuntor Retorno Metálico

O equacionamento é dado por:  $|IDEL1 + IDEL2| \geq \text{Setting value}$  E  $MRTB\_OPEN\_IND = 1$  (21). Como consequência tem-se: ordem de fechamento MRTB, ajuste bloqueio.

#### 3.2.7 Proteção Diferencial Transversal Retorno Metálico



O equacionamento é dado por:  $|IDNE - IDME| \geq \text{Setting value}$  (22). Como consequência tem-se: alarme, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.2.8 Proteção Diferencial Longitudinal Retorno Metálico

O equacionamento é dado por:  $|IDME - IDME\_OSTA| \geq \text{Setting value}$  (23). Como consequência tem-se: alarme, “*forced retard*”, bloqueio do conversor, disparo disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.2.9 Proteção Falta à Terra Condutor Retorno Metálico

O equacionamento é dado por:  $|IDEL1 + IDEL2 + IDGND| \geq \text{Setting value}$  (24). Como consequência tem-se: alarme, “*forced retard*”, bloqueio do conversor, disparo disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.2.10 Proteção Sobrecarga Linha do Eletrodo

O equacionamento é dado por:  $|IDEL1| \geq \text{Setting value}$  OU  $|IDEL2| \geq \text{Setting value}$  (25). Como consequência tem-se: balanço do polo para operação bipolar, “*runback*” para operação monopolar, bloqueio do conversor, disparo do disjuntor CA e isolar o polo.

### 3.2.11 Proteção Desbalanço Linha do Eletrodo

O equacionamento é dado por:  $|IDEL1 - IDEL2| \geq \text{Setting value}$  OU  $(|IDEL1 - IDEL2| \geq Iset1 \text{ E } IDEL1 > Iset2 \text{ E } IDEL2 > Iset2)$  (26). Como consequência tem-se: alarme, “*forced retard*” (para operação monopolar), balanço do polo (para operação bipolar), bloqueio do conversor, disparo disjuntor CA e isolar o polo.

## 4.0 DESAFIOS E TENDÊNCIAS FUTURAS

As redes de CC terão um papel cada vez mais importante na expansão das redes de potência de distribuição e de transmissão ao redor do mundo, integrando cada vez mais os centros de geração aos centros de consumo. Desta forma, é essencial garantir uma alta disponibilidade das conexões individuais, portanto, os sistemas de proteção e de controle devem estar especificados e projetados de modo adequado, garantindo alta confiabilidade. Diferentes soluções e novos princípios devem ser desenvolvidos no futuro, principalmente quando as redes do tipo “*fully meshed HVDC*” forem projetadas e implementadas [4].

Os sistemas HVDC-LCC ainda dominam a maior parte dos projetos ao redor do mundo, no entanto, os sistemas VSC e os híbridos VSC-LCC vem ganhando escala de aplicação, principalmente em relação a distâncias maiores entre os bipolos. Os modelos de *benchmarking* e o foco em simulação de réplicas do projeto HVDC, com foco na análise de eliminação das faltas deve ser sempre a prioridade, de modo que o comportamento do sistema seja bem conhecido e determinado, focando no processo de eliminação da falta em si e não no processo de recomposição após a eliminação da falta [1].

A tecnologia para a comutação em alta velocidade de chaves/disjuntores de CC ainda é um campo de estudo e melhorias ainda serão implementadas, sendo que os atuais requisitos dos disjuntores de CC necessitam ser reavaliados, além disso, os disjuntores de CC devem ser especificados considerando-se as possíveis expansões da rede elétrica [8].

## 5.0 CONCLUSÕES

A filosofia de proteção de um sistema HVDC-LCC está ligada diretamente com o sistema de controle no tocante à eliminação de faltas e ao processo de recomposição do sistema e, desta forma, há diferenças entre a filosofia de proteção adotada para um sistema CA. O trabalho mostrou as diversas ações de controle e de atuação de proteção quando da ocorrência faltas e eventos no sistema CC, incluindo-se as tentativas de *restart* do polo de acordo com as diversas condições de operação.

O processo de normatização envolvendo a aplicação da proteção de CC iniciado recentemente com a norma internacional IEC, trará um ganho significativo na padronização das funções de proteção, dos testes e demais requisitos técnicos.

No Brasil, apesar de já ter-se três projetos HVDC-LCC em operação no SIN, ainda há uma carência de conhecimento da filosofia de proteção e controle de CC, em larga escala, pelos técnicos e engenheiros nacionais, além disso, há uma previsão de expansão da rede HVDC no SIN nos próximos anos realizada pela área de planejamento da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), onde novos desafios e oportunidades surgirão.

Assim, de modo geral, espera-se que a contribuição deste trabalho traga à tona a necessidade do conhecimento pormenorizado dos sistemas de proteção e controle de CC de um sistema HVDC, motivando os novos engenheiros, a academia, centros de pesquisa e as empresas do setor elétrico a desenvolverem pesquisas e soluções inovadoras nesta área e, com isso, garantir maior confiabilidade e disponibilidade dos sistemas de CC devido a sua interação com a rede CA.

## 6.0 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D4.2 – Broad Comparison of Fault Clearing Strategies for DC Grids. PROMOTioN Project, 2020.
- [2] M. Muniappan, “A Comprehensive review of DC fault protection methods in HVDC transmission systems”.
- [3] IEEE Std 1899-2017 “Guide for Establishing Basic Requirements for High-Voltage Direct-Current Transmission Protection and Control Equipment”.
- [4] Protection and local control of HVDC-grids. Reference 739. Cigre B4/B5, Technical Brochure, August 2018.
- [5] GB/T 22390.4 - 2008 Control and protection equipment of high-voltage direct current (HVDC) transmission system - Part 4: DC system protection equipment.
- [6] DL/T 1347-2014 General specification for AC filter protection equipment
- [7] Apresentação Técnica XRTE – Proteção HVDC, 5ª Reunião Cobei CE003.TC95-MT04, dezembro 2020.
- [8] D. Naidoo and N. M. Ijumba, "HVDC line protection for the proposed future HVDC systems," in *IEEE PowerCon 2004*, 2004.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Paulo Alexandre Zerbati, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade de São Paulo (USP) em 1997, possui MBA em Gerenciamento pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2005, Excelência em Gerenciamento de Projetos pela Fundação Instituto de Administração (FIA) em 2015 e MBA Executivo em Administração do Setor Elétrico pela FGV em 2020. Desde agosto de 2019 ocupa o cargo de Diretor Técnico Adjunto na State Grid do Brasil Holding. Entre junho de 2016 e julho de 2019, ocupou a posição de Gerente de Subestações – HVDC XRTE na State Grid do Brasil Holding.

Rafael de Oliveira Fernandes, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), com mestrado na área de Estabilidade Transitória com PMU pela Unicamp. Atualmente é doutorando na Unicamp na área de Transitórios Eletromagnéticos. É Engenheiro de Proteção e Controle na Argo Energia. Membro Individual do Cigré-B5 e Membro Correspondente do WGB5.62, WGC2.18 e WGC4.62 do Cigre. É Coordenador no Brasil do Cobei junto à IEC – CE03.TC95-MT04 (Funções de Proteção e Guias de Aplicação).