



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

CB/GPC/25

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

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

**DESAFIOS DA REVISÃO PERIÓDICA DE AJUSTES DE GRANDES SISTEMAS -
NORMAS, PROCEDIMENTOS E FERRAMENTAS**

**Rodrigo A. Benes Ferreira (*)
SIEMENS**

**Mario Roberto Bastos
CTEEP**

**Nilson José Francischetti Júnior
CTEEP**

RESUMO

O artigo proposto tem o objetivo de discutir a realidade brasileira em relação aos processos para revisão dos ajustes empregados atualmente, as modificações propostas pela NERC PRC-027-1 para o mercado americano, e ferramentas disponíveis que possibilitam um gerenciamento das informações e automatização do processo de revisão de ajustes com o objetivo de diminuir o trabalho da equipe e evitar erros humanos. Será apresentado um estudo de caso utilizando o software SIGUARD PSA demonstrando a verificação automática da coordenação das proteções. O sistema elétrico e os relés de proteção são modelados no software PSS Sincal. Os resultados são apresentados de uma forma visual, possibilitando a identificação da região com problema e minimizando o trabalho do especialista que poderá focar seus esforços na revisão dos ajustes.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção de Sistemas Elétricos, Ajustes de proteção, NERC PRC-027-1, Siguard PSA, PSS Sincal.

1.0 - INTRODUÇÃO

Está em processo de aprovação regulatória, nos Estados Unidos, a revisão da norma PRC-027-1 (Coordination of Protection System Performance During Faults) editada pelo NERC (North American Electric Reliability Corporation's), autoridade internacional reguladora sem fins lucrativos que é responsável por assegurar a confiabilidade do sistema interligado norte americano, denominado BES (Bulk Electric System). Esta norma estabelece requisitos para coordenação de proteção e em sua revisão determina que os agentes de transmissão, geração e distribuição que fazem parte do BES devem desenvolver um processo para revisão periódica dos ajustes de proteção com o objetivo de garantir a confiabilidade do sistema, isolando corretamente a falta, reduzindo o risco de instabilidades e desligamentos em cascata, deixando o restante do sistema operacional e mais capaz de suportar a próxima contingência. Atualmente, os ajustes de proteção são revisados e atualizados devido a substituição do dispositivo de proteção, novas conexões do sistema, alterações em equipamentos primários, alterações de topologia, evolução do nível de curto-circuito, atuações indevidas, etc., porém, com uma abrangência limitada devido a limitação de tempo e disponibilidade das equipes de estudos elétricos e proteção.

A revisão da norma Americana traz à tona a revisão periódica dos ajustes como uma questão fundamental para a confiabilidade do sistema. Alguns trabalhos relacionados ao gerenciamento, revisão dos ajustes e avaliação da performance do sistema de proteção também vêm sendo abordado pelo Cigre, como por exemplo a brochura técnica

B5.31 (Life-time Management of Relay Settings) e pelo grupo de trabalho, em atividade, B5-47 (Network Protection Performance Audits) demonstrando a atualidade e relevância do tema.

2.0 - O SISTEMA ELÉTRICO AMERICANO

Como o sistema elétrico americano apresenta diferenças em relação ao sistema elétrico brasileiro torna-se necessária uma breve descrição dos agentes responsáveis pela normatização, regulação e operação deste sistema.

2.1 Normatização

O NERC desenvolve e impõe padrões de confiabilidade, avalia anualmente a confiabilidade sazonal e de longo prazo, monitora o BES através da conscientização do sistema, assim como educa, treina, e certifica o pessoal da indústria. A área de responsabilidade do NERC abrange os Estados Unidos, o Canadá e a porção norte da Baja Califórnia, no México. O NERC é a organização de confiabilidade elétrica (ERO) para a América do Norte, sujeita à supervisão da Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC-Federal Energy Regulatory Commission) e às autoridades governamentais no Canadá. A jurisdição do NERC inclui usuários, proprietários e operadores do BES, que atende a mais de 334 milhões de pessoas (1).

O BES Norte Americano é dividido em oito entidades regionais distribuídas conforme a FIGURA 1. A Tabela 1 descreve as siglas de cada entidade.

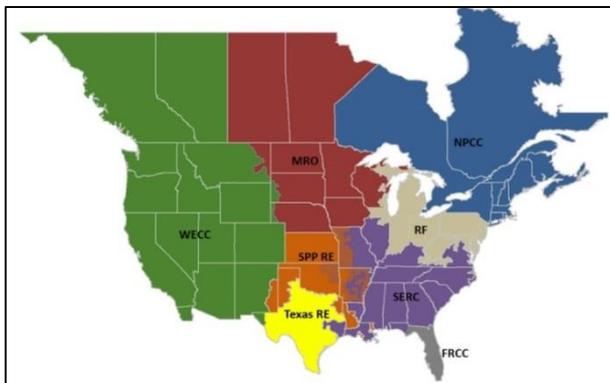


FIGURA 1 – Entidades Regionais do BES (1)

Tabela 1 – Siglas das Entidades Regionais do BES

FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
MRO	Midwest Reliability Organization
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
RF	Reliability First
SERC	SERC Reliability Corporation
SPP RE	Southwest Power Pool Regional Entity
Texas RE	Texas Reliability Entity
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Estas entidades regionais são conhecidas como RRO (Regional Reliability Organizations) e são delegadas pelo NERC para fazerem auditorias nos operadores e aplicarem multas por não cumprimento das normas.

A definição de BES foi aprovada pela FERC em 2014 e define o seguinte: BES (Bulk Electric System) são todos elementos de transmissão operados em 100kV ou acima e os recursos de potência ativa ou reativa conectados em 100kV ou acima. Isto não inclui equipamentos utilizados na distribuição local de energia elétrica (2).

2.2 Regulação

A regulação do mercado de transmissão de energia norte americano é feita pela FERC (Federal Energy Regulatory Commission) que tem a função de Regular a transmissão de energia, gás natural e óleo. No mercado de energia elétrica ela tem como principais funções regular toda venda de eletricidade, revisar fusões e aquisições das empresas de eletricidade, monitorar e investigar este mercado, licenciar novos projetos e aprovar as normas para o sistema (3).

2.3 Operação

As empresas que atuam no mercado podem ser donas do ativo, operadoras ou ambos. Os proprietários de sistemas de transmissão são fragmentados em centenas de proprietários. Os proprietários podem ser entidades privadas ou públicas.

Com o objetivo de tornar o sistema elétrico mais confiável e mais eficiente em termos econômicos, foi criado um Mercado organizado que é gerido por entidades de supervisão regional chamadas de RTO (Regional Transmission Organization) e ISO (Independent System Operator), criadas pelas partes interessadas regionais em resposta às ordens 2000 do FERC e 888, respectivamente. Estas entidades fazem o planejamento, operação e comercialização da energia. RTO e ISO têm funções similares, porém, a ISO é responsável por uma área menor e usualmente opera em um único estado. Este modelo de mercado representa dois terços da energia transmitida nos Estados Unidos (4).

Há, porém, uma parte que ainda não aderiu ao mercado organizado onde são seguidos acordos bilaterais tradicionais na comercialização de energia.

3.0 - A NORMA NERC-PRC-027-1

3.1 Introdução

O NERC iniciou em 2007 o projeto 2007-06 com o objetivo de substituir a norma PRC-001-1.1(ii) que trata da coordenação da proteção do sistema. Esta revisão atendeu à necessidade da indústria envolvida no sentido de que a coordenação de proteção entre os sistemas interconectados envolvendo diferentes proprietários é fundamental para a confiabilidade do sistema interligado americano (BES).

O projeto se deu em duas fases, sendo a primeira destinada à elaboração da nova norma de confiabilidade PRC-027-1 para estabelecer a performance da coordenação de proteção durante faltas. Estes novos requisitos substituíram os requisitos R3 e R4 da norma substituída PRC-001-1.1. A segunda fase atualizou os requisitos restantes R1, R2, R5 e R6, apresentou novas definições para OPA (Operational Planning Analysis), RTA (Real-time Assessment) e propôs a PER-006-1 que trata do treinamento dos profissionais ligados a operação em tempo real do sistema.

Em 2016 o projeto foi encaminhado para aprovação da FERC. A norma passará a vigorar 24 meses após aprovação. Até o momento de elaboração do artigo a norma ainda encontra-se em tramitação (5).

A norma PRC-027-1 tem o seguinte título: Coordenação do sistema de proteção para performance durante faltas

O objetivo da norma é manter a coordenação do sistema de proteção instalado, detectar e isolar faltas nos elementos do sistema interligado americano (BES) de forma que tais proteções operem em uma sequência adequada durante faltas, tornando o sistema mais confiável e reduzindo o risco de instabilidades e atuações em cascata. O Foco da norma está nas principais proteções para eliminação de falta (21/21, 50/51, 67). Outras funções são tratadas em outras normas e não foi objetivo do projeto NERC 2007-06.

A norma é aplicada aos proprietários de ativos de transmissão, geração e distribuição (sistemas de proteção destinados a eliminação de falta no BES). Nesta revisão, a NERC modificou a responsabilidade da coordenação da proteção que conforme a norma anterior PRC-001 era do operador, passou agora a ser do proprietário do sistema.

3.2 Destaques da norma NERC-PRC-027-1

A seguir serão abordados os principais pontos da norma.

Requisito R1:

“Cada proprietário de sistemas de transmissão geração e distribuição deve estabelecer um processo para desenvolver novos ajustes e atualizar os existentes de modo que o sistema de proteção opere na sequência pretendida durante a ocorrência de faltas. O processo deve incluir:

1.1 A revisão e atualização do modelo de curto-circuito para o elemento do BES sob estudo

1.2 A revisão dos ajustes do sistema de proteção

1.3 Para sistemas de proteção que estão eletricamente unidos por diferentes entidades devem:

1.3.1 Fornecer a proposta de ajuste para a entidade conjunta

1.3.2 Responder a qualquer proprietário que fornecer sua proposta de ajuste de acordo com o item 1.1.3 identificando qualquer questão de coordenação ou afirmando sua conformidade com o mesmo”

Medida M1:

“Evidências aceitáveis podem incluir, mas não limitadas a, dados eletrônicos ou documentações físicas para demonstrar que a entidade responsável estabeleceu um processo para desenvolver configurações para o sistema de proteção de acordo com o requisito R1”

O requisito R1 formaliza o objetivo da norma estabelecendo um processo para que ocorra a correta coordenação da proteção. O primeiro item, 1.1, assegura que os dados utilizados para o cálculo do curto-circuito reflitam precisamente o sistema de potência em questão, formando uma base confiável para os estudos de coordenação de proteção. A responsabilidade de atualização do modelo fica prioritariamente com as entidades de transmissão, sendo que as entidades de geração e distribuição podem não manterem os modelos de curto-circuito, e neste caso devem solicitar os dados de curto-circuito à entidade transmissora.

O item 1.2 estabelece a revisão dos ajustes que através do processo elaborado deve reduzir a probabilidade de erros humanos e garantir que os padrões estabelecidos sejam seguidos. Os critérios para desenvolvimento de ajustes podem variar entre as entidades responsáveis, conforme a topologia do sistema, tecnologia de proteção utilizada e o conhecimento histórico do sistema. Um critério único para a coordenação de proteção não foi considerado prático, portanto cada entidade deve elaborar o seu critério. Neste item a norma deixa em aberto a utilização de ferramentas e programas que possam facilitar este processo.

O item 1.3 destaca a importância da comunicação entre entidades que se interligam no sistema identificando possíveis problemas de coordenação antes de sua implementação.

Requisito R2:

“Cada proprietário de transmissão, geração e distribuição, para cada elemento do BES com funções de proteção identificados no anexo A, deve:

Opção 1: Executar um estudo de coordenação de proteção do sistema em um intervalo que não exceda 6 anos; ou
Opção 2: Comparar o valor da corrente de falta atual com uma estabelecida corrente de falta base e executar o estudo de coordenação de proteção quando a comparação identificar um desvio maior que 15% nos valores de corrente de falta (trifásicos ou fase-terra) em um barramento ao qual o elemento do BES está conectado. Todo processo não deve ultrapassar 6 anos; ou
Opção 3: usar uma combinação das duas opções anteriores.”

Medida M2:

“Evidências aceitáveis podem incluir, mas não limitadas a, dado eletrônico ou documentação física que demonstre a que a entidade responsável executou o estudo de coordenação de proteção e/ou comparação da corrente de falta conforme o requisito R2.”

O requisito R2 estabelece como deve ser executado o item 1.2 do requisito R1. Ele apresenta três opções que seriam: realizar o estudo de coordenação a cada período ou avaliar a variação do do curto-circuito comparando o valor atual com a base (último estudo de coordenação) e só realizar o estudo de coordenação caso esta variação seja maior que 15% ou uma terceira opção que seria uma combinação das duas opções anteriores.

Foi estabelecido também a periodicidade de 6 anos que este processo deve ocorrer. Este tempo foi escolhido como um balanço entre os recursos necessários para a elaboração do estudo e o potencial impacto na confiabilidade criados pelas modificações no sistema que aumentam a corrente de curto circuito com o tempo.

O Anexo A, citado, define as funções que devem ser observadas no estudo de coordenação, são elas:

- 21 – Distância
- 50 – Sobrecorrente instantânea (tempo definido)
- 51 – Sobrecorrente temporizada (curva de tempo inverso)
- 67 – Sobrecorrente direcional (se usada em um sistema sem teleproteção)

A corrente de base de comparação citada na opção dois deve ser definida quando um novo elemento do BES é instalado ou após o estudo de coordenação de proteção ter sido feito. Outro detalhe importante é que ao escolher a opção dois, ela deve efetuar a verificação da evolução da corrente de curto e se ela ficar abaixo de 15%, nenhuma outra ação é necessária dentro do período, porém, se for detectado uma variação maior que 15% na corrente de curto, o estudo de coordenação de proteção deve ser realizado ainda dentro do período de 6 anos.

A opção 3 pode ser utilizada por exemplo para aplicar uma metodologia diferente de acordo com a criticidade da instalação: Em uma instalação mais crítica seria utilizado a opção 1 e em uma instalação menos crítica poderia ser utilizado a opção 2.

Requisito R3

“Cada Proprietário de transmissão, geração ou distribuição deve utilizar o processo estabelecido no requisito R1 para desenvolver novos e revisar os ajustes do sistema de proteção para elementos do BES.”

Medida M3

“Evidências aceitáveis podem incluir, mas não limitadas a, dado eletrônico ou documentação física que demonstre que a entidade responsável utilizou o processo de desenvolvimento de ajustes estabelecido no requisito R1 como especificado no requisito R3.”

O requisito R3 tem o objetivo de estabelecer o uso dos critérios elaborados conforme o requisito R1.

4.0 - A REALIDADE BRASILEIRA

Regulamentando o Sistema de Transmissão Brasileiro, temos o submódulo 11.5 do ONS que trata do Diagnóstico dos Sistemas de Proteção e Controle e tem o objetivo estabelecer diretrizes e responsabilidades para a avaliação e adequação dos sistemas de proteção e controle das instalações e consequente aumento da segurança do SIN (6).

Neste submódulo é destacado a importância da coordenação dos ajustes de proteção e a revisão periódica do mesmo, conforme o item 1.2 abaixo:

“1.2: ...Logo é necessário que as avaliações das coordenações dos ajustes das proteções instaladas na Rede Básica e nas instalações que se conectam ao barramento de transformador de fronteira sejam realizadas periodicamente.”

O acompanhamento da evolução dos níveis de curto-circuito é citado no item 1.3:

“1.3 A importância dos sistemas de proteção e controle justifica o cuidado no estabelecimento de requisitos mínimos definidos nos Submódulos 2.6, 2.7 e 3.6, no acompanhamento dos desempenhos conforme os Submódulos 11.2, 22.7, 25.9 e 25.12 e no acompanhamento da evolução do SIN por meio da avaliação dos níveis de curto-circuito (Submódulo 11.3).

A análise das perturbações também são importantes para a melhoria do desempenho de proteção e é citada no item 1.4:

“1.4 As perturbações ocorridas no SIN são analisadas sistematicamente, objetivando-se determinar as causas de anormalidades e estabelecer recomendações para a correção das deficiências identificadas.”

As responsabilidades do ONS e das concessionárias são tratadas no item 5 do submódulo 11.5. O ONS é o responsável pela definição de quais instalações serão objeto de análise e os critérios para o diagnóstico do sistema de proteção e controle. A elaboração do diagnóstico e do plano de ação para implementação das adequações nos sistemas de proteção e controle e o plano de ajustes de proteção deve ser feito pelo ONS em conjunto com os agentes. Os agentes devem fornecer as informações do sistema de proteção e controle, as filosofias de atuação das proteções, propor prazos e prioridades para implementação do plano de ação e executar o plano de ação nas instalações de sua responsabilidade. O ONS deve acompanhar a execução do plano de ação e tratar como não conformidade os descumprimentos das obrigações estabelecidas no plano.

A priorização é dada conforme o item 7.1 descrito abaixo. Este item também estabelece uma variação mínima de 10% do curto-circuito no horizonte de 3 anos a frente bem como a avaliação do desempenho da proteção para a elaboração do diagnóstico e plano de ação e ajuste.

“7.1 O ONS deve priorizar as subestações da Rede Básica, incluindo as instalações que se conectam ao barramento de transformador de fronteira, que serão objeto do Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle, do Plano de ação para implementação de adequações nos sistemas de proteção e controle e do Plano de ajustes das proteções, considerando no mínimo:

- (a) variação maior ou igual a 10% (dez por cento) do nível de curto-circuito em cada barra da Rede Básica ou em cada barra de transformador de fronteira, no horizonte de três anos à frente;*
- (b) desempenho dos sistemas de proteção conforme Submódulo 11.2;*
- (c) demandas oriundas de estudos específicos realizados pelo ONS e agentes;*
- (d) solicitação da ANEEL ou MME; ou*
- (e) relatórios de análises de perturbações.”*

O item 7.2 define as instalações e a periodicidade para elaboração do diagnóstico e do plano;

“7.2 Todas as subestações da Rede Básica, incluindo as instalações que se conectam ao barramento de transformador de fronteira, deverão ser objeto do Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle, do Plano de ação para implementação de adequações nos sistemas de proteção e controle e do Plano de ajustes das proteções com uma periodicidade máxima de 6 (seis) anos, independente da priorização do item (7.1).”

Neste processo, as seguintes práticas são geralmente adotadas:

- Quando há modificação de equipamento primário (transformador, linha, etc.)
É executada uma avaliação nas contribuições de curto-circuito identificando a necessidade de revisão no estudo de seletividade da proteção a fim de atender a substituição do equipamento ou alteração de topologia e se garantir a perfeita coordenação das proteções no SIN.
- Na ocorrência de atuação indevida
Identificada uma atuação indevida, inicia-se um processo de revisão dos ajustes e caso constatare que o problema é restrito ao bay será corrigido apenas este bay, porém, se detectado que o problema é sistêmico (vários bay's) todos os equipamentos afetados terão os seus estudos revisados.

O uso de softwares de curto-circuito que permitam a modelagem dos ajustes e que tenham interface com a base de dados de ajustes sinaliza com a possibilidade de melhorias neste processo de revisão de ajustes, apesar de não serem utilizados por todos os agentes.

Devido à evolução do sistema elétrico e equipes mais enxutas nas empresas do setor, as demandas de manutenção, engenharia e revisões podem levar a necessidade de contratação de serviço externo, para elaboração de estudos de proteção.

Processos totalmente automatizados para avaliação das necessidades de alteração de ajustes por evolução do sistema elétrico também não são de uso habitual, assim como se tem que a aplicação dos ajustes é efetuada de modo manual.

5.0 - AVALIAÇÃO AUTOMÁTICA DE AJUSTES

Diante do desafio da revisão periódica de ajustes proposto pela norma NERC-PRC-027-1 às equipes de estudos elétricos responsáveis por grandes sistemas elétricos de potência, surge a necessidade de ferramentas que possam auxiliar o trabalho dos especialistas otimizando seu tempo e reduzindo possíveis erros humanos.

Dentro deste contexto uma das ferramentas existentes, foi desenvolvida pela Siemens, o software SIGUARD PSA (Protection Security Assessment) simula e avalia a performance do sistema de proteção em todo sistema modelado, possibilitando a avaliação automática de diversas condições de falta (7)

Primeiramente é necessário que o sistema esteja modelado em um software de curto circuito que possibilite a inclusão do dispositivo de proteção e sua simulação diante dos diversos tipos de falta. A FIGURA 2 mostra um sistema exemplo modelado no software PSS SINCAL (8).

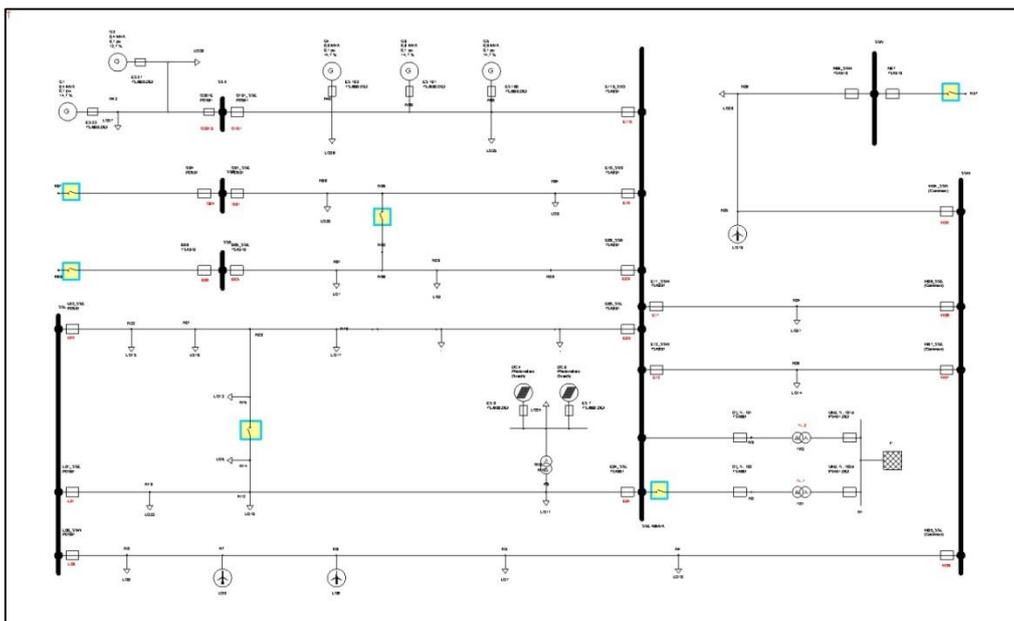


FIGURA 2 – Sistema Exemplo

Os elementos em retângulo na FIGURA 2, localizados nos terminais das linhas e saídas de geradores representam os relés de proteção. Foram modelados funções de distância, sobretensão, subtensão e sobrecorrente.

Com o modelo no PSS SINCAL, é possível executar simulações variando-se a impedância de falta, a localização da falta e outras condições operacionais, porém neste caso, o processo é feito um a um, a partir da modificação de parâmetros e execução da simulação. O SIGUARD PSA possibilita a importação destes dados, a execução automática de uma grande quantidade de simulações e a visualização do resultado de forma gráfica ou relatório.

Na Tabela 2, observamos os resultados para a avaliação da proteção principal para o curto-circuito trifásico, com resistência de falta zero e com uma variação em passos de 10% da localização da falta nas linhas. Cada linha representa uma zona de proteção e cada coluna representa a porcentagem da zona onde foi aplicada a falta. A cor verde indica que o sistema está seletivo, a cor amarela indica que ocorreu sobrealcance de alguma proteção, a cor laranja subalcance e vermelho indica que a falta não foi eliminada.

Tabela 2 – Resultado Curto Trifásico, resistência de falta 0.0 Ω

Fault Path	Lines											Transformers		ID		
	1%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	99%	1%	99%			
Zone1:B05_SSE-1-L33																1
Zone1:E09_SSB-1-L33																2
Zone1:B05_SSE-1-E09_SSB																3
Zone2:B08-1-L2																4
Zone5:E04_SSL-1-LO24																5
Zone5:E04_SSL-1-L23																6
Zone5:E04_SSL-1-L01_SSE																7
Zone5:L01_SSE-1-LO24																8
Zone5:L01_SSE-1-L23																9
Zone6:E05_SSL-1-LO12																10
Zone6:E05_SSL-1-L02_SSE																11
Zone6:L02_SSE-1-LO12																12
Zone7:E10_SSO-1-O01_SSE																13
Zone8:E110_SSO-1-O101_SSE																14
Zone9:E11_SSW-1-W06_SSE																15
Zone10:E12_SSW-1-W07_SSE																16
Zone11:L03_SSW-1-W05_SSL																17
Zone12:N03_SSW-1-W04_SSN																18
Zone13:N07-1-L4																19
Zone14:O04-1-L3																20
Zone15:O201E-1-LO27																21
Zone15:O201E-1-LO28																22
Zone16:UMZ Tr. 101d-1-N3																23
Zone17:UMZ Tr. 102d-1-N2																24

Nas linhas de ID 5 e 8 da FIGURA 2, verifica-se que uma falta na baixa do transformador não foi eliminada (sinalização vermelha a 99% do transformador). Simulando a mesma falta no PSS-Sincal observa-se que realmente a falta não é eliminada, pois, apesar dos relés ES7 e ES8 terem atuado, os relés E04_SSL e L01_SSE não atuaram, conforme



FIGURA 3. Para correção do problema foi adicionado um relé de sobrecorrente no primário do transformador para que esta falta fosse eliminada corretamente.

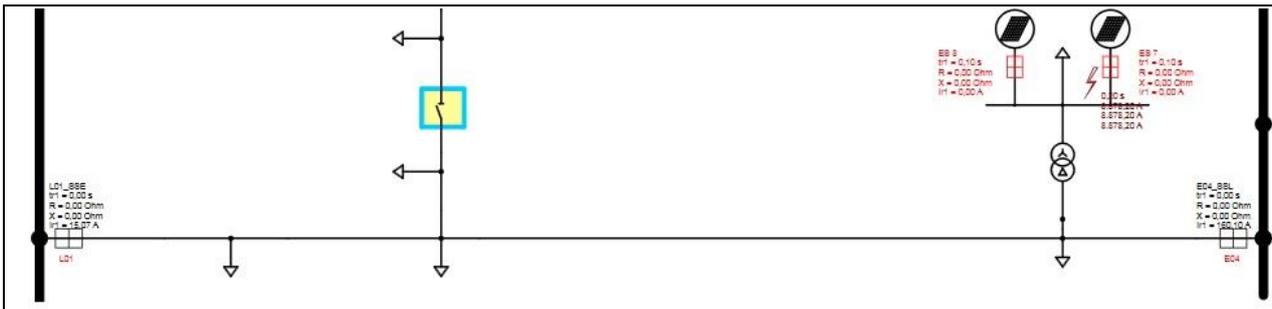


FIGURA 3 – Caso 1 (Falta não eliminada)

Na linha de ID 4 da Tabela 2 temos um sobrelance e um subalance em 90 e 99% da linha L2. Simulada falta nestas distâncias no PSS Sincal confirma-se que, para a falta em 90% da linha L2 ocorre atuação indevida do relé E09_SSB, em sobrelance (FIGURA 4) e em 99% da linha o relé B08 não atua, subalance (FIGURA 5). Neste caso foi efetuada a revisão do ajuste da zona 2 de ambos os relés, obtendo a correta seletividade.

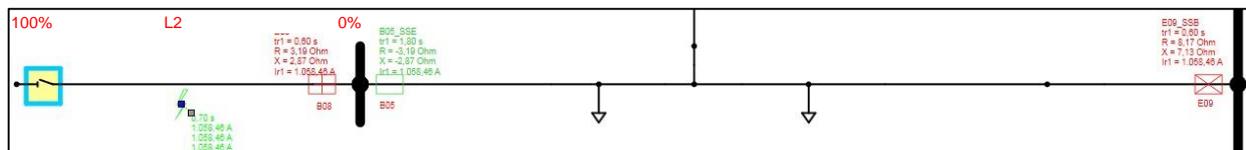


FIGURA 4 – Caso 2 (sobrelance)

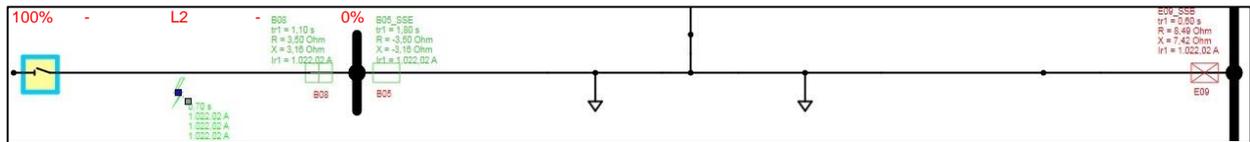


FIGURA 5 – Caso 2 (subbalcance)

Na linha de ID 14 da Tabela 2 temos um subbalcance nos primeiros 30% da linha. No PSS Sincal confirma-se que o relé O101_SSE realmente não atua para esta região (FIGURA 6), portanto, neste caso foi adicionado um esquema de teleproteção: um TDD é enviado pelo relé E110_SSO para o relé O101_SSE quando ocorrer trip de zona1.

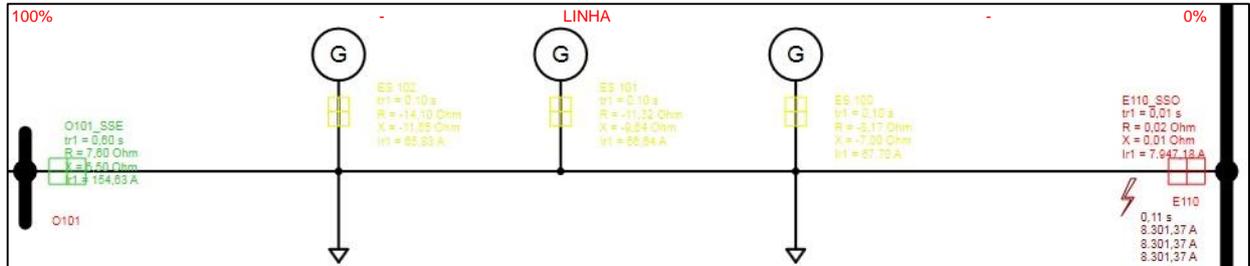


FIGURA 6 – Caso 2 (subbalcance)

As soluções adotadas para os casos apresentados têm o objetivo de exemplificar os passos para a solução do problema, mas não esgotam todas as avaliações necessárias para revisão definitiva do sistema de proteção, porém, com eles é possível ter uma avaliação do processo e observar as seguintes otimizações:

- Redução de tempo na simulação e avaliação do sistema como um todo. A Tabela 2 gerada pelo Siguard PSA resume a simulação e avaliação de 272 casos.
- Localização imediata dos pontos críticos, possibilitando o foco do especialista na solução do problema e não na busca dos problemas.
- Facilidade de se obter uma reavaliação global a qualquer momento para verificar se um determinado ajuste modificado não gerou outro problema que não havia inicialmente.

Finalizando as soluções de todos os problemas indicados na Tabela 2 e avaliando o sistema final com o Siguard PSA, obtemos o resultado da Tabela 3.

Tabela 3 – Resultado Curto Trifásico, resistência de falta 0.0 Ω, após reavaliação da proteção.

Fault Path	Lines											Transformers		ID		
	1%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	99%	1%	99%			
Zone1:B05_SSE-1-E09_SSB																1
Zone1:B05_SSE-1-L33																2
Zone1:E09_SSB-1-L33																3
Zone2:B08-1-L2																4
Zone5:E04_SSL-1-L23																5
Zone5:E04_SSL-1-N10																6
Zone5:L01_SSE-1-N10																7
Zone5:E04_SSL-1-L01_SSE																8
Zone5:L01_SSE-1-L23																9
Zone6:E05_SSL-1-LO12																10
Zone6:E05_SSL-1-L02_SSE																11
Zone6:L02_SSE-1-LO12																12
Zone7:E10_SSO-1-O01_SSE																13
Zone8:E110_SSO-1-																14
Zone9:E11_SSW-1-W06_SSE																15
Zone10:E12_SSW-1-W07_SSE																16
Zone11:E13_TR3-1-LO24																17
Zone12:L03_SSW-1-W05_SSL																18
Zone13:N03_SSW-1-																19
Zone14:N07-1-L4																20
Zone15:O04-1-L3																21
Zone16:O201E-1-LO27																22
Zone16:O201E-1-LO28																23
Zone17:UMZ Tr. 101d-1-N3																24
Zone18:UMZ Tr. 102d-1-N2																25

Além da avaliação da proteção principal, variando-se a resistência de falta, sua localização e o seu tipo, é possível também avaliar, de forma semelhante, a proteção de retaguarda (backup). Neste caso, é simulada a falha de um relé e avaliado o comportamento dos demais relés diante desta falha. Os resultados podem ser visualizados em forma de relatórios ou tabelas.

6.0 - CONCLUSÃO

A revisão periódica de ajustes de proteção continua sendo um desafio para profissionais e empresas do setor elétrico de todo o mundo. Uma solução única não é possível, pois esta depende da organização de cada mercado e das especificidades de cada sistema, porém, avaliando as realidades americana e brasileira, identificamos como uma boa prática a realização da avaliação da evolução do curto-circuito, seja de forma periódica ou diante de uma modificação do sistema, e a sua comparação com o valor de curto obtido na última realização do estudo de coordenação de proteção. Outra constatação importante é que uma avaliação global do sistema de proteção, em destaque para as funções de sobrecorrente direcional e para zonas de sobrealcance (zonas 2 e 3 caso utilizada) da proteção de distância, que tem forte impacto devido a evolução do curto-circuito, é fundamental para a manutenção da seletividade do sistema, e neste sentido, os softwares que automatizam etapas deste processo são fundamentais para execução deste trabalho, viabilizando uma análise mais completa e mais ágil.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) NERC - North American Electric Reliability Corporation, "Bulk Electric System - Public Case Notes," 2016.
- (2) NERC - North American Electric Reliability Corporation, "Bulk Electric System Definition Reference Document," 2014.
- (3) FERC - Federal Energy Regulatory Commission, 2017. Disponível: <https://www.ferc.gov>.
- (4) IRC ISO/RTO COUNCIL, 2017. Disponível: <http://www.isorto.org>.
- (5) NERC - North American Electric Reliability Corporation, "Petition of the North American Electric Reliability corporation for Approval of Proposed Reliability Standards PRC-027-1 and PER-006-1 and retirement of PRC-001-1.1(ii)," 2016.
- (6) Operador Nacional Do Sistema Elétrico (ONS), "Submódulo 11.5 - Diagnóstico dos Sistemas de Proteção e Controle," 2016.
- (7) SIEMENS AG, "SIGUARD - Power System Supervision," 2017. Disponível: <http://www.siemens.com/siguard>.
- (8) SIEMENS AG, "PSS SINCAL - Integrated Power System Engineering Software," 2017. Disponível: <http://www.siemens.com/sincal>.
- (9) SIEMENS AG, "Power Technologies International," 2017. Disponível: www.siemens.com/power-technologies.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rodrigo Alves Benes Ferreira, nasceu em Volta Redonda - RJ em 1982, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ – 01/2008) possui pós-graduação em Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade Santa Cecília (UNISANTA – 12/2010) e atualmente trabalha na SIEMENS EM DG (Energy Management – Digital Grid) em projetos de proteção e controle de sistemas de energia de concessionárias e Indústrias. Possui experiência em comissionamento, projetos e estudos de Sistema Elétricos.



Mário Roberto Bastos, nasceu em Franca – SP, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI-1985), possui MBA em Tecnologia da Informação (2002) e Mestrado em Engenharia Elétrica (2006), ambos pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atualmente trabalha no Departamento de Estratégia e Inovação da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) e possui 31 anos de experiência na área de supervisão e controle. É Membro IEEE/PES e CIGRE.



Nilson José Francischetti Júnior, nasceu em São Paulo - SP em 1972, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia São Paulo (FESP-1998), possui pós-graduação em Administração para Engenheiros pela Escola de Administração e Negócios (ESAN-2000) e Pós Graduação em Sistema de Proteção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-2004). Atualmente trabalha na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) e possui 27 anos de experiência da área de estudos de proteção.