



UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Arnaldo Henrique Haick Matias
Arthur Vale Martins de Xerez

**PROTEÇÃO DE REATORES E SEUS IMPACTOS NO
FATURAMENTO DE TRANSMISSORAS DE ENERGIA**

MACAPÁ-AP
2015



UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Arnaldo Henrique Haick Matias
Arthur Vale Martins de Xerez

PROTEÇÃO DE REATORES E SEUS IMPACTOS NO FATURAMENTO DE TRANSMISSORAS DE ENERGIA

Monografia acadêmica dos alunos Arnaldo Henrique Haick Matias e Arthur Vale Martins de Xerez, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amapá, para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof^ª. Ma. Michele de Nazaré Novaes Santos

MACAPÁ-AP
2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central da Universidade Federal do Amapá

621.3191

M433p Matias, Arnaldo Henrique Haick.

Proteção de reatores e seus impactos no faturamento de transmissoras de energia / Arnaldo Henrique Haick Matias, Arthur Vale Martins de Xerez; orientador, Michele de Nazaré Novaes Santos. -- Macapá, 2015.

117 p.

Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Fundação Universidade Federal do Amapá, Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica.

1. Sistemas elétricos de potência - Reatores. 2. Sistema de transmissão de energia. 3. Parcela variável. I. Xerez, Arthur Vale Martins de. II. Santos, Michele de Nazaré Novaes, orientador. III. Fundação Universidade Federal do Amapá. IV. Título.

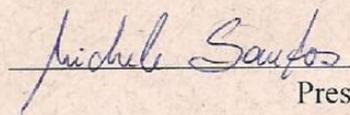


UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ATA DE DEFESA DE TCC

Às 18:55 horas do dia 23 de NOVEMBRO de 2015, nas dependências da Universidade Federal do Amapá, reuniu-se a Banca Examinadora para defesa de TCC intitulado PROTEÇÃO DE REATORES E SEUS IMPACTOS NO FATURAMENTO DE TRANSMISSORAS DE ENERGIA de autorias dos alunos ARNALDO HENRIQUE HAICK MATIAS e ARTHUR VALE MARTINS DE XEREZ regularmente matriculados no Curso de Engenharia Elétrica desta universidade. A banca Examinadora foi assim constituída: Profa MICHELE DE NAZARÉ NOVAES SANTOS, Presidente da Banca e Orientadora, Prof. CORACY DA SILVA FONSECA e Prof. ANDREY DA COSTA LOPES, como examinadores. Concluída a defesa, foram realizadas as arguições e comentários. Em seguida procedeu-se o julgamento pelos membros da Banca Examinadora, tendo o projeto sido APROVADO. E, para constar, eu, MICHELE DE NAZARÉ NOVAES SANTOS, presidente da Banca Examinadora, lavrei a presente ata que, após lida e achada conforme, foi assinada por mim e demais membros da Banca Examinadora.

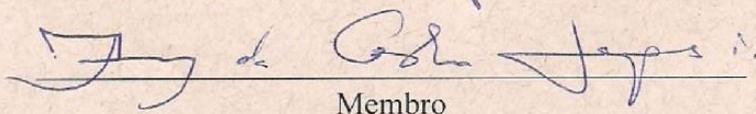
Macapá(AP), 23 de novembro de 2015.



Presidente



Membro



Membro

Este trabalho é dedicado aos que acreditam...

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela vida e por ter nos proporcionado essa grandiosa oportunidade.

As nossas famílias por todo o apoio que recebemos durante esses anos de graduação.

A professora Michele de Nazaré Novaes Santos que acreditou e nos orientou brilhantemente durante a execução deste trabalho.

Aos ex-colegas de trabalho, Adavilson Castro, André Barbosa, Antônio Garcia, Cléver Braga, Leandro Coelho, Luiz Dias, Rafael Cardoso e Pedro Arias, por seus auxílios valiosos e dicas imprescindíveis para o desenvolvimento deste trabalho.

As empresas Plena Transmissoras e Isolux Ingenieria, que nos possibilitaram acesso às suas subestações de transmissão de energia elétrica e a coleta de dados referentes às mesmas.

A professora Paula Duarte por sua grande contribuição para com este trabalho.

A todos os professores do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amapá (UNIFAP), os quais nos possibilitaram adquirir o conhecimento para estar onde estamos hoje e nos tornarmos grandes profissionais.

A todas as pessoas que contribuíram direta ou indiretamente com a nossa formação, tanto pessoal quanto profissional.

“Se A é o sucesso, então A é igual a X mais Y mais Z. O trabalho é X; Y é o lazer; e Z é manter a boca fechada”

(Albert Einstein)

RESUMO

O presente trabalho faz uma análise do impacto no faturamento de transmissoras de energia devido pagamento de parcela variável por indisponibilidade em reatores em derivação. São demonstrados os tipos de indisponibilidade e como são determinados os valores à serem pagos pela concessionária. São mostradas as principais características de operação dos reatores e como as proteções reagem a determinadas reações do sistema.

Através de situações reais e hipotéticas são demonstradas de forma clara e objetiva, a forma em que ocorre o pagamento mensal por indisponibilidade de reatores, respeitando os limites estabelecidos em legislação. De forma a simplificar o entendimento dos casos analisados, também são analisadas as oscilografias e diagramas funcionais do sistema de proteção. Ao final são feitas considerações sobre as possíveis soluções para diminuição de custo pelas concessionárias com pagamento de parcela variável.

Palavras-chaves: proteção. reatores. parcela variável. faturamento.

ABSTRACT

The present work is an analysis of the impact on the revenue of energy transmission companies due to the payment of the variable quote as a result of the unavailability of reactors in derivation. The types of shortages are shown as well as how the values to be paid by the offending company are determined. The main characteristic of the reactors' operation and how the safety protection reacts to certain actions of the system are also shown.

Through real and hypothetical situations, it is demonstrated in a clear and objective form the way in which the monthly payment of the variable quote occurs due to the unavailability of reactors, respecting legislation boundaries. In order to simplify the understanding of the cases analyzed, we are also analyzing the protection system's disturbances recording method and functional diagrams. At the end, considerations on possible solutions to decrease the cost of paying the variable quote by the offending companies are made.

Key-words: protection. reactors. revenue. variable quote.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Distribuição do fluxo magnético em um reator	19
Figura 2 – Modelo matemático do reator	21
Figura 3 – Modelo simplificado de reator	22
Figura 4 – Reatores shunt sem e com núcleo de aço e entreferro	22
Figura 5 – Sistema elétrico genérico de duas barras	24
Figura 6 – Posições de conexão de reatores shunt	25
Figura 7 – Reatores conectados em delta e estrela aterrado por um quarto reator	26
Figura 8 – Reator em derivação e componentes internos	26
Figura 9 – Arranjos de núcleos	27
Figura 10 – Segmentos, espaçadores e entreferro	27
Figura 11 – Reator com potência reativa variável	32
Figura 12 – Reator VSR ABB	33
Figura 13 – Reator VSR Trench	33
Figura 14 – Relé Buchholz	35
Figura 15 – Relé de temperatura de óleo	36
Figura 16 – Princípio da proteção diferencial	37
Figura 17 – 2ª Lei de Kirchhoff (a Lei dos nós)	38
Figura 18 – Conexão do relé diferencial	38
Figura 19 – Proteção diferencial (falta externa)	39
Figura 20 – Proteção diferencial (falta interna)	39
Figura 21 – Princípio diferencial percentual	40
Figura 22 – Esquema trifilar de proteção diferencial de reator shunt com TC de neutro	41
Figura 23 – Característica do relé diferencial percentual	42
Figura 24 – Curvas de relés diferenciais percentuais	43
Figura 25 – Princípio diferencial de alta impedância	44
Figura 26 – Circuito diferencial de alta impedância	44
Figura 27 – Curvas de característica normalmente inversa com a variação de TD	48
Figura 28 – Curvas de tempo inversas segundo norma IEC 60255-3	49
Figura 29 – Curvas de tempo inversas segundo norma ANSI/IEEE	51
Figura 30 – Mapa do SIN	58
Figura 31 – SIN – trecho em estudo	59
Figura 32 – Funcional 1	61
Figura 33 – Funcional 2	64
Figura 34 – Funcional 3	65
Figura 35 – Funcional 4	66

Figura 36 – Funcional 5	67
Figura 37 – Funcional 6	67
Figura 38 – Oscilografia 1 - parte 1	69
Figura 39 – Oscilografia 1 - parte 2	70
Figura 40 – Oscilografia 1 - diagrama fasorial	71
Figura 41 – Oscilografia 1 - valores máximos registrados simultaneamente . . .	72
Figura 42 – Representação da falta, com os ajustes do relé ABB - REF 615 . . .	73
Figura 43 – Oscilografia 2 - parte 1 - valores RMS	75
Figura 44 – Oscilografia 2 - parte 1 - valores de pico	77
Figura 45 – Oscilografia 2 - saídas binárias	78
Figura 46 – Oscilografia 2 - parte 2	79
Figura 47 – Oscilografia 2 - parte 3	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CR	Compensação de Reativo
DIT	Demais Instalações de Transmissão
FT	Função Transmissão
JRP	Jurupari
LT	Linha de Transmissão
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LMTE	Linhas de Macapá Transmissora de Energia
LXTE	Linhas de Xingú Transmissora de Energia
MCP	Macapá
ONS	Operador Nacional do Sistema
PV	Parcela Variável
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Setor Elétrico Nacional
RAP	Receita Anual Permitida
RN	Resolução Normativa
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
XNG	Xingú

SUMÁRIO

	LISTA DE ILUSTRAÇÕES	7
	LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	9
1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVO E METODOLOGIA	13
1.2	ESTADO DA ARTE	14
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	17
2	REATORES E PROTEÇÕES	19
2.1	MODELAGEM, CLASSIFICAÇÃO E APLICAÇÕES DE REATORES .	19
2.1.1	Classificação dos Reatores	22
2.1.2	Aplicações de Reatores em Sistemas Elétricos de Potência	23
2.2	REATORES EM DERIVAÇÃO	24
2.2.1	Componentes	26
2.2.2	Característica de Operação	29
2.2.3	Reator com Potência Reativa Variável	31
2.2.4	Reator-transformador	34
2.3	PROTEÇÕES DOS REATORES	34
2.3.1	Proteções Intrínsecas	34
2.3.2	Proteção Unitária ou Restrita	37
2.3.2.1	Tipos de função diferencial	39
2.3.3	Proteção Gradativa ou Irrestrita	45
3	PARCELA VARIÁVEL NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA	52
3.1	PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE	54
3.2	PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA	55
3.3	PARCELA VARIÁVEL POR ATRASO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO	56
3.4	REMUNERAÇÃO MENSAL	57
3.5	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	57
4	ANÁLISES E RESULTADOS	60
4.1	ANÁLISES DOS DIAGRAMAS FUNCIONAIS	60
4.2	ANÁLISES DE OSCILOGRAFIAS	68
4.2.1	Primeira Análise	68
4.2.2	Segunda Análise	74

4.3	ANÁLISES DO PAGAMENTO DE PARCELA VARIÁVEL	80
4.3.1	Primeira Análise	80
4.3.2	Segunda Análise	82
4.3.3	Terceira Análise	85
4.3.4	Quarta Análise	87
4.3.5	Quinta Análise	90
5	CONCLUSÃO	94
5.1	TRABALHOS FUTUROS	97
	REFERÊNCIAS	98
	ANEXO A – DIAGRAMAS FUNCIONAIS	101
	ANEXO B – TRECHO DO ESTUDO DE SELETIVIDADE - REATOR RTMCLR2	109
	ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR	115
C.1	SE LARANJAL	115
C.2	SE XINGÚ	116

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema que engloba geração e transmissão de energia elétrica, com dimensões e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, contemplando as cinco regiões do Brasil e com forte predomínio da hidroeletricidade. Por ser um sistema com múltiplos proprietários, cujas instalações são operadas por empresas de natureza pública, privada e de sociedade mista, é regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e fica a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS) sua coordenação e controle, os quais são realizados de acordo com as disposições dos Procedimentos de Rede, que são documentos normativos elaborados pelo ONS, conjuntamente com os agentes, e aprovados pela ANEEL, definindo assim os procedimentos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN, para instalações da Rede Básica, a qual opera com faixas de tensão iguais ou superiores a 230KV.

Levando em consideração as características do SIN vale ressaltar que as linhas de transmissão exercem um papel fundamental na integração energética do território brasileiro onde uma falta mais grave pode significar um desligamento em uma grande parte do País. Devido a essas peculiaridades, as instalações de transmissão de energia (e conseqüentemente as empresas de transmissão) são fortemente fiscalizadas pela ANEEL para que sigam com fidelidade o estabelecido na norma, podendo implicar na perda de faturamentos das empresas de transmissão de energia elétrica caso as condições pré-estabelecidas não sejam cumpridas.

No Brasil, as empresas de transmissão de energia elétrica são remuneradas para que façam a manutenção dos equipamentos de transmissão e os mantenham operacionais independente de estarem energizados ou não, ficando a cargo do ONS decidir como os equipamentos serão usados frente as condições sistêmicas que são supervisionadas e mantidas no padrão pela entidade. Neste contexto, no caso da indisponibilidade de qualquer instalação componente da Rede Básica do SIN por um período de tempo maior que o estipulado pela ANEEL, através da resolução Nº270/2007, a concessionária de transmissão de energia responsável por aquela instalação é obrigada a pagar parcela variável por indisponibilidade (PVI), reduzindo assim seu faturamento mensal, sendo que, uma vez atingido o limite de parcela variável (PV), a empresa ainda fica sujeita a multa e até mesmo a perder a concessão.

Diante do exposto acima, a respeito de instalações (equipamentos) operados pelas concessionárias de transmissão de energia elétrica, prosseguiremos este trabalho com foco nos reatores shunt, que são equipamentos elétricos de fundamental

importância em linhas de transmissão de energia elétrica, sobretudo em linhas mais longas. Eles são utilizados para fazer a compensação de reativos, limitar tensão a vazio, além de limitar surtos de tensão nas linhas de transmissão.

Uma vez falando sobre reatores shunt, é muito importante citar os motivos que rotineiramente causam indisponibilidade ou restrição operativa dos mesmos ao ONS, como proteções mal ajustadas, e falhas internas, como rompimento de isolamento, curto-circuitos, sobretemperatura, dentre outros. Qualquer uma das falhas descritas pode comprometer a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia, perdendo a compensação de reativos (o que pode levar à restrições de carga devido ao carregamento das linhas), causando sobretensões em circuitos adjacentes que não possuam dispositivos reguladores de tensão, além de que alguns setores próximos perdem uma limitação contra surtos de tensão em panes sistêmicas.

Diferentes arranjos de proteção para reatores shunt são capazes de proteger os equipamentos contra danos mais graves, restringindo assim o possível tempo de indisponibilidade ou de restrição operativa dos mesmos. Além do mais, os sistemas de proteção agem evitando que panes se alastrem pelo sistema de energia elétrica, isolando a falta e extinguindo-a. Pode-se exemplificar a situação descrita com um curto-circuito na bobina de um reator. Nesse exemplo, caso a falta não seja extinta, danos permanentes podem ocorrer nesse reator, como a deformação dos enrolamentos ou até mesmo, em casos mais graves, a explosão do equipamento. Em um caso como esse, o papel da proteção seria detectar essa falta e isolar o equipamento, evitando assim que o sistema fique alimentando a falta e causando desequilíbrios na rede. Uma consequência direta da aplicação das proteções, é que o sistema acaba por ganhar muito em confiabilidade.

A proteção de reatores em derivação deve estar em conformidade com o manual de procedimentos de rede do ONS. O mesmo dispõe que em todo reator devem haver três sistemas de proteção independentes: Proteção restrita (função diferencial em cada fase), irrestrita (funções de sobrecorrente instantânea e temporizada e função diferencial fase terra) e intrínseca (de acordo com o fabricante). Todos com o mesmo objetivo de proteger o equipamento, manter o fornecimento de energia e continuar a operação sem comprometer a segurança.

1.1 OBJETIVO E METODOLOGIA

Este trabalho objetiva identificar as principais formas de se fazer a proteção de reatores de linha, mostrando topologias, ajustes e outros pontos relevantes em relação às mesmas, revelando como falhas na proteção, ajustes incorretos ou mesmo atuações corretas da proteção dos reatores pode impactar no faturamento de uma

transmissora de energia (neste caso, a concessionária ISOLUX INGENIERIA S.A., que tem a operação e manutenção de seus ativos de transmissão realizados pela empresa PLENA TRANSMISSORAS). Para tanto, será realizado um estudo de caso, utilizando oscilografias geradas durante a atuação da proteção de um dos reatores de linha presentes nas subestações do projeto do Linhão de Tucuruí operadas pela empresa Plena Transmissoras (o Linhão de Tucuruí interliga os estados do Amapá e do Amazonas a usina de Tucuruí, no Pará, e conseqüentemente ao SIN). As oscilografias serão utilizadas para exemplificar uma correta atuação da proteção e servir como base para cálculos de parcela variável, onde mais tarde outros possíveis cenários de desligamentos do mesmo equipamento serão simulados afim de se admitir considerações a respeito da receita da concessionária, de forma a expor valores percentuais que as PVs poderiam representar dentro do referido faturamento.

1.2 ESTADO DA ARTE

Reatores são equipamentos de natureza indutiva que possuem uma grande importância no sistema elétrico de potência Brasileiro, especialmente no que diz respeito a transmissão de energia elétrica (haja vista que o Brasil é um País continental), com diversas formas de aplicabilidade. Muito embora materiais sobre proteção de reatores, transformadores e equipamentos de potência em geral podem ser encontrados facilmente, os reatores, que são equipamentos de suma importância nos sistemas elétricos de potência, possuem pouca representatividade em meio a literatura do gênero.

Em um artigo, Gajic, Hillstrom e Mekic (2003) mostram o modelo matemático de reatores shunt, dando um enfoque maior no sistema elétrico e mostrando como suas variáveis se comportam com a variação nas quantidades de carga. É abordado também sobre o comportamento de reatores de alta tensão durante faltas, tanto internas quanto externas, sobre o funcionamento de relés numéricos e seus sistemas de filtragens de medições, sobre esquemas tradicionais de proteção e controle de reatores, além de um destaque especial para anormalidades resultantes da comutação de reatores e que pode interferir no correto funcionamento dos esquemas de proteção, causando atuações indevidas e outros fenômenos.

Já Maezono (2005), apresenta um material com informações sobre a proteção de reatores e transformadores. Ele exhibe de forma sucinta a teoria por detrás do funcionamento de um reator, mostrando o comportamento do fluxo de dispersão no equipamento, a modelagem matemática e também as possíveis formas de conexão de reatores shunt. Além disso, também são expostas as mais diversas funções de proteção possíveis de serem aplicadas tanto em reatores quanto em transformadores, mostrando também como fazer os esquemas de proteção com relés eletromecânicos

convencionais e relés digitais, exemplificando as aplicações em alguns problemas reais.

Sousa (2007) comenta sobre a aplicação de reatores em sistemas de potência. Ele afirma que reatores shunt são utilizados para controlar tensões em barramentos, durante o regime permanente, compensando a capacitância das linhas de transmissão nos períodos em que a carga do sistema é leve e, também ajudando a reduzir as sobrecorrentes presentes em surtos de manobras. Também é mostrado como é feita a classificação de reatores shunt quanto aos critérios de: localização, número de fases e tipo de núcleo. Essas informações são altamente relevantes para este trabalho, haja vista que cada aplicação de reatores shunt possui suas peculiaridades, influenciando diretamente no esquemas de proteção e controle utilizados nesses equipamentos.

Em Jesus (2008), são apresentados aspectos e conceitos básicos relacionados ao modelos do setor elétrico vigente no Brasil e ao sistema elétrico brasileiro, o Sistema Interligado Nacional (SIN). É descrito também como é feita a remuneração das empresas de transmissão de energia elétrica pertencentes ao SIN, assim como a definição de parcela variável (PV) e como são realizados os cálculos da mesma. As definições sobre o sistema de remuneração de empresas de transmissão também são encontradas no módulo 15 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Como forma de padronizar as instalações do SIN, foram aprovados 26 procedimentos de rede (Resolução Normativa da ANEEL Nº 372 de 28 de julho de 2009) que são documentos que estabelecem as sistemáticas e os requisitos técnicos necessários ao exercício, no âmbito do SIN, das atribuições de planejamento e programação da operação; de supervisão, coordenação e controle da operação; de administração de serviços de transmissão de energia elétrica; de garantia do livre acesso à rede básica; de proposição de ampliações e reforços para a rede básica e para as DIT (Demais Instalações de transmissão). Esses documentos estabelecem também as responsabilidades do ONS e dos agentes.

Dentro dos Procedimentos de Rede do ONS (2011), submódulo 2.6, são abordados os requisitos mínimos para sistemas de proteção. Em se tratando da proteção de reatores em derivação, são obrigatórias as presenças de três sistemas independentes de proteção: Proteção restrita, irrestrita e intrínseca, onde a proteção restrita tem função diferencial (87 R) em cada fase com restrição de atuação por correntes de inrush e sobreexcitação. Já a proteção irrestrita deve conter as funções de sobrecorrente de fase (50/51) e de neutro (50/51N) localizadas no lado da linha de transmissão ou em seu barramento. Também deve haver um tipo de proteção diferencial localizada no lado de neutro do reator, podendo ser de terra restrita (87 TR), de sobrecorrente temporizada de neutro (51 N) ou de terra (51 G). As proteções intrínsecas

geralmente são adotadas pela construtora do equipamento, porém deve conter obrigatoriamente função para detecção de faltas internas que ocasionem formação de gás (63), ou aumento de pressão interna (20), função de sobretemperatura do óleo (26) com dois níveis de atuação, e função de sobretemperatura do enrolamento (49) também com dois níveis de atuação.

Em um artigo, Nashawati et al. (2011) mostram que os reatores shunt são utilizados para compensar os efeitos capacitivos de uma linha de transmissão, melhorando assim, seus perfis de tensão. Para isso, é desenvolvida uma sequência de equações utilizadas nos cálculos de parâmetros de linhas de transmissão, mostrando assim, como calcular as potências reativas tanto geradas quanto absorvidas pela própria linha e, ao mesmo tempo, ilustrando como se comporta o sistema através de figuras auto-explicativas. Em conseqüente, é mostrado como fazer os cálculos para o correto dimensionamento de reatores shunt, considerando situações de carga moderada para que os reatores continuem conectados a linha mesmo com carga leve, haja vista que as próprias cargas (em grande maioria são indutivas) do sistema auxiliam na regulação de tensão. É mostrado também como sendo o melhor arranjo para utilização de reatores em linhas trifásicas o esquema com quatro reatores, sendo três conectados em estrela aterrada e um utilizado como reator de neutro, limitando as correntes de sequência zero pelo terra durante uma falta e auxiliando na extinção de arcos secundários entre linhas. Ainda neste artigo, são descritos os efeitos que os reatores shunt causam no sistema de potência, como a corrente de inrush (que possuem pequenas distorções devido a segundas e quartas harmônicas), do surgimento de componentes em corrente contínua (CC) que surgem durante a energização, das terças e quintas harmônicas que aparecem durante condições de sobretensão (acima de 1,25p.u.), e das variações de tensão devido à carga que podem alterar os perfis de tensões desejados, além de problemas referentes ao sistema em condições de falta, como a ressonância com a capacitância de linha e a alimentação de correntes de sequência zero.

Na dissertação de Souza Alves (2011) são mostradas as características de reatores shunt e seu comportamento durante a operação. Além disso, também é discutido sobre as adversidades à operação de reatores (como curto-circuitos e saturações), avaliando os tipos de proteções possíveis de se obter utilizando relés, sobre os tipos de relés com suas devidas aplicações e como seriam as atuações durante manobras, surtos ou situações de faltas. Outra abordagem são os pontos e as formas de conexão dos reatores shunt, sendo que é dito que os mesmos podem ser conectados nos extremos de linhas de transmissão, diretamente em barramentos ou no terciário de transformadores de potência. Também é explicado que os reatores shunt (que são interligados aos extremos das Linhas de Transmissão) em geral são conectados em estrela, aterrada ou não, em virtude de esta conexão fazer com que o

reator seja submetido a tensões de fase, as quais são menores do que as tensões de linha, e assim diminuindo seu custo por este requerer menor isolamento.

No artigo de Basha e Thomson (2013), são apresentadas as comutações em um reator shunt, que são condições adversas de operação causando correntes indesejáveis e que podem provocar atuações incorretas do sistema de proteção do equipamento. Durante a energização, surge um fenômeno transitório devido a magnetização inicial e a saturação do circuito magnético do reator, chamado de corrente de “inrush” (também conhecida como corrente de partida e que é relevante por alcançar elevados valores). Entre as características desta corrente está a presença considerável do 2º harmônico. Esta particularidade se torna útil para que os relés de proteção detectem a energização do equipamento e não atuem desligando o sistema. Também pode-se observar um nível elevado de corrente contínua nas correntes do reator devido as baixas perdas no mesmo (baixa impedância), logo, é necessário um estudo detalhado sobre o momento correto de chaveamento para que as correntes de energização não sejam tão elevadas e não danifiquem o equipamento ou outros componentes do sistema.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Para apresentar e analisar todos os aspectos abordados, o trabalho foi organizado de modo a considerar as seguintes etapas:

No capítulo 1 é apresentado um breve descritivo sobre o contexto que levou à criação da parcela variável e os motivos para a execução deste trabalho. Também é apresentada a metodologia utilizada para as análises de faturamento e a forma de coleta de dados para as análises.

O capítulo 2 apresenta os reatores em geral, suas classificações, características construtivas, formas de ligação e aplicações com ênfase em reatores em derivação e suas topologias de proteção. São abordados também as características de operação do reator e o comportamento do sistema de proteção durante anomalias e faltas.

O capítulo 3 é versado sobre a parcela variável. São explicitadas as razões e contexto para sua criação e detalhados os cálculos definidos em legislação, definindo também os tipos de parcela variável aplicáveis e situações isentas de pagamento.

No capítulo 4 são analisados casos reais e hipotéticos para pagamento de PV sobre reatores shunt devido atuação do sistema de proteção. Oscilografias são utilizadas para exemplificar a forma e momento de atuação dos relés. Além do mais, são detalhados os cálculos para pagamento de parcela variável em 5 casos para atuações corretas e incorretas da proteção e manutenções programadas e não

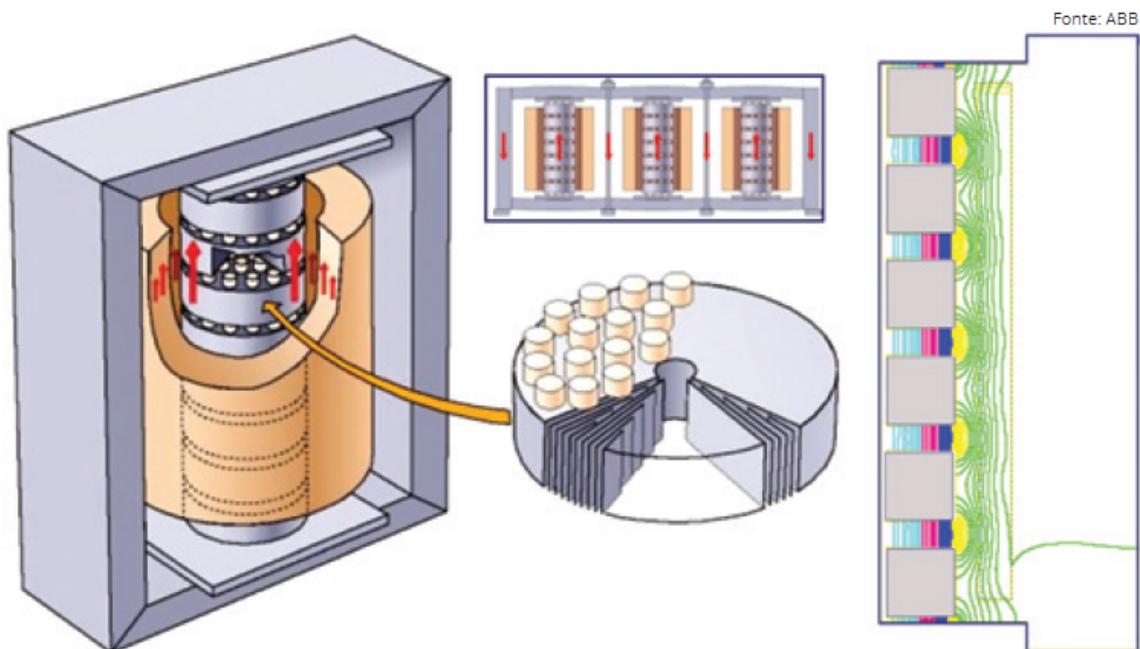
programadas. Também é analisado o diagrama funcional de uma subestação para facilitar o entendimento do sistema de proteção e suas topologias.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais e avaliações sobre os impactos no faturamento sofridos pelas concessionárias devido indisponibilidade de reatores shunt.

2 REATORES E PROTEÇÕES

Os reatores são equipamentos eletromecânicos formados por um conjunto de bobinas enroladas em um núcleo de ar ou de ferro silício e apresentam uma natureza indutiva. A lei de Faraday e outros conceitos aplicados aos transformadores são muito semelhantes aos dos reatores. A diferença consiste na não existência de enrolamento secundário (com exceção dos reatores transformadores que possuem enrolamento secundário, os quais serão mostrados mais a frente).

Figura 1 – Distribuição do fluxo magnético em um reator



Fonte: (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013)

O funcionamento de um reator fundamenta-se nos princípios físicos representados pela Lei de Faraday e Lei de Àmpere da teoria do eletromagnetismo.

2.1 MODELAGEM, CLASSIFICAÇÃO E APLICAÇÕES DE REATORES

O fluxo que percorre o núcleo magnético do reator é definido pela tensão de fase nos terminais dos seus enrolamentos. Desta forma, a tensão alternada aplicada nos terminais do reator é dada por:

$$u(t) = U_{max} \text{sen}(2\pi ft) \quad (2.1)$$

A lei de Faraday relaciona a tensão com o fluxo magnético principal através do enrolamento:

$$u(t) = -N \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.2)$$

Isolando o fluxo, substituindo a equação 2.1 e desenvolvendo a equação resultante, tem-se:

$$\phi(t) = -\frac{U_{max}}{2\pi f N} \cos(2\pi ft) \quad (2.3)$$

Desta forma podemos determinar a amplitude máxima do fluxo magnético Φ_p concatenado pelas N espiras do enrolamento. Considerando a amplitude da onda determinada por:

$$\Phi_p = \frac{U_{max}}{2\pi f N} \quad (2.4)$$

Admitindo o valor eficaz da tensão, tem-se:

$$\Phi_p = \frac{U_{max}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}\pi f N} = \frac{U_{rms}}{4,44fN} \quad (2.5)$$

Sendo o Fluxo magnético principal Φ_p composto por dois segmentos: o fluxo magnético nos gaps de ar da coluna central Φ_c e o fluxo magnético na área determinada entre o canal axial e a coluna central do núcleo e o enrolamento adjacente Φ_a . As mesmas podem ser determinadas a partir do fluxo principal e do conhecimento da relutância magnética da rota do fluxo:

$$\Phi_c = \Phi_p \frac{\mathfrak{R}_a}{\mathfrak{R}_a + \mathfrak{R}_m} \quad (2.6)$$

$$\Phi_a = \Phi_p \frac{\mathfrak{R}_m}{\mathfrak{R}_a + \mathfrak{R}_m} \quad (2.7)$$

Onde:

- \mathfrak{R}_m é a relutância magnética da rota do fluxo magnético nos segmentos e entreferros da coluna central;
- \mathfrak{R}_a é a relutância magnética da rota do fluxo magnético no canal axial entre a coluna central do núcleo e o enrolamento adjacente.

O circuito magnético também pode ser descrito utilizando a Lei de Hopkinson, utilizando a força magnetomotriz gerada pela corrente i nos enrolamentos do reator para determinar o fluxo magnético principal:

$$Ni_{max} = \mathfrak{R}\Phi_p = \frac{1}{G}\Phi_p \quad (2.8)$$

Considerando agora que a variação de corrente instantânea em um circuito elétrico indutivo com indutância L (H ou Vs/A) estabelece uma queda de tensão determinada por:

$$\Delta u = L \frac{di(t)}{dt} \quad (2.9)$$

E sendo o circuito elétrico um enrolamento com N espiras, podemos relacionar a queda de tensão nos terminais do enrolamento com a variação do fluxo magnético através do enrolamento:

$$\Delta u = -u(t) \Rightarrow L \frac{di(t)}{dt} = N \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.10)$$

A relação entre as variações instantâneas do fluxo magnético produzido pela corrente que circula no mesmo enrolamento de N espiras determina a indutância elétrica própria L do enrolamento. Desta forma, a indutância é determinada por:

$$L = N \frac{d\phi(t)}{di(t)} \quad (2.11)$$

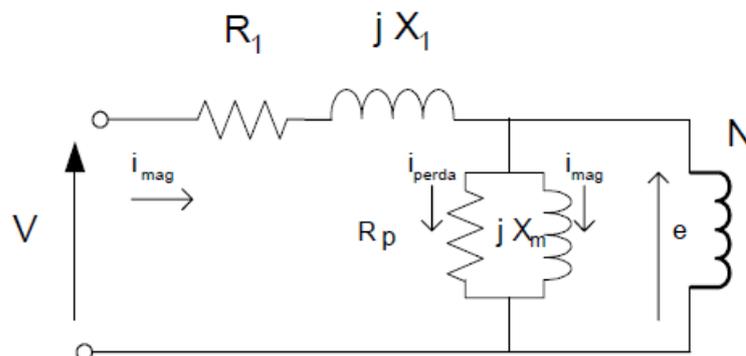
No enrolamento de um reator, a força magnetomotriz (F_{mag}) é dada por

$$F_{mag} = Ni_{mag} \quad (2.12)$$

O Fluxo magnético gerado pela F_{mag} percorre o núcleo ferromagnético, apresentando alguma perda devido pequena parte do fluxo seguir outro caminho que não seja o núcleo.

O modelo matemático de um reator shunt considerando também as perdas por efeito Joule é:

Figura 2 – Modelo matemático do reator



Fonte: (MAEZONO, 2005)

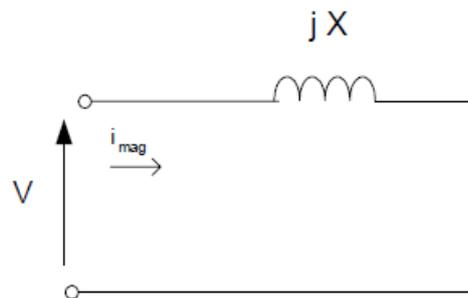
Onde:

- R_1 representa as perdas por calor no enrolamento;

- $J.X_1$ representa o fluxo disperso no enrolamento;
- R_p representa as perdas por calor no núcleo magnético; e
- $j.X_m$ representa o fluxo de magnetização do enrolamento.

Porém, em sistemas de alta e extra-alta tensão, como é o caso da transmissores em estudo, as resistências são desprezadas nos modelos matemáticos utilizados. Desta forma, o modelo simplificado do reator é:

Figura 3 – Modelo simplificado de reator

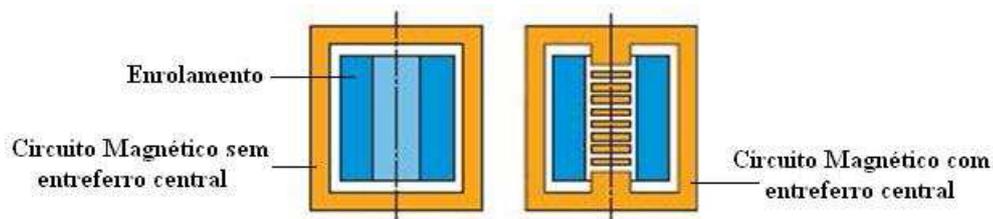


Fonte: (MAEZONO, 2005)

2.1.1 Classificação dos Reatores

Quanto aos aspectos construtivos, os reatores podem ser classificados em dois tipos: Reatores com núcleo de ferro dividido por entreferro de ar e núcleo de aço com retorno magnético.

Figura 4 – Reatores shunt sem e com núcleo de aço e entreferro



Fonte: (FERNANDES JÚNIOR, 2010)

Com relação ao projeto e instalação, os reatores podem ser classificados em:

- Monofásico ou trifásico;
- Seco ou imerso em líquido isolante;
- Com ou sem blindagem magnética;
- Instalação interna ou externa;

- e) Com reatância fixa ou variável;
- f) Linear ou saturado.

2.1.2 Aplicações de Reatores em Sistemas Elétricos de Potência

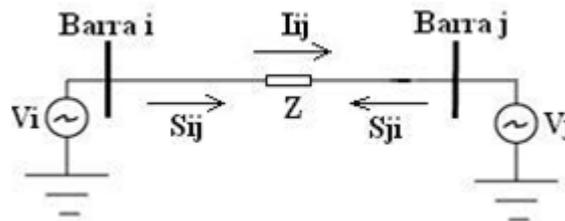
No sistema elétrico de potência, os reatores são instalados e posicionados no sistema elétrico para executar alguma função específica, entre as quais estão as principais formas de utilização:

- a) Limitação de corrente: quando inserido no sistema elétrico com a finalidade de limitar corrente, o reator é instalado em série com a linha de transmissão ou com o alimentador e funciona como elemento que limita a corrente de falta aos níveis compatíveis com os equipamentos do sistema.
- b) Aterramento do neutro: neste tipo de configuração o reator é utilizado com a finalidade de reduzir a corrente de curto-circuito monofásica ou fase-terra.
- c) Alisamento: aplicados em sistema de corrente contínua, estes reatores tem duas funções básicas: reduzir as tensões harmônicas superpostas à tensão contínua e limitar a corrente de falta. Este tipo de reator, é encontrado em sistemas de transmissão em corrente contínua HVDC (High Voltage Direct Current) e em aplicações industriais.
- d) Filtro de harmônicos: tem a finalidade de remover os harmônicos da rede. São reatores utilizados em conjunto com capacitores e resistores formando um filtro para as frequências harmônicas indesejadas devido a operação de dispositivos de eletrônica de potência e grandes máquinas indutivas, haja vista que o nível de distorção harmônica do sistema de distribuição brasileiro deve atender aos limites estabelecidos no Módulo 8, referente a qualidade de energia, do PRODIST da ANEEL e no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Redes do ONS.
- e) Derivação (Shunt): esta é a forma mais utilizada dos reatores. Podem ser utilizados para compensar os efeitos da alta corrente de carga em longas linha de transmissão. Para condições de carga leve, o sistema pode produzir mais potência reativa do que pode absorver causando instabilidade ou altas tensões nos terminais da linha (IEEE, 1989).

2.2 REATORES EM DERIVAÇÃO

Reatores em derivação representam um dos focos deste trabalho. Para a aplicação de reatores shunt faz-se necessário o estudo de fluxo de carga ou fluxo de potência. Na Figura 5 é mostrada a representação do fluxo de potência em um sistema elétrico genérico, no qual são ilustradas duas barras i e j , as tensões V_i e V_j nos barramentos, a impedância Z da linha de transmissão, a corrente I_{ij} e os dois fluxos de potência S_{ij} e S_{ji} .

Figura 5 – Sistema elétrico genérico de duas barras



Fonte: (FERNANDES JÚNIOR, 2010)

A corrente I_{ij} na linha de transmissão pode ser calculada através da equação:

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{Z} \quad (2.13)$$

Através da corrente na linha podemos determinar o fluxo de potência:

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = VI^* = \frac{V_i(V_i^* - V_j^*)}{Z^*} = \frac{|V_i|^2 - |V_i||V_j|e^{j\theta}}{R - jX} \quad (2.14)$$

Onde:

- S_{ij} : Fluxo de potência aparente que vai da barra i até a barra j ;
- P_{ij} : Fluxo de potência ativa que vai da barra i até a barra j ;
- Q_{ij} : Fluxo de potência reativa que vai da barra i até a barra j ;
- R : Resistência da linha de transmissão;
- X : Reatância da linha de transmissão;
- θ : Ângulo entre as tensões V_i e V_j .

Através da equação acima podemos obter os fluxos de potência ativa e reativa da linha. Isolando a parte real podemos determinar o fluxo de potência ativa:

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} (R|V_i|^2 - R|V_i||V_j|\cos\theta + X|V_i||V_j|\sin\theta) \quad (2.15)$$

E isolando a parte imaginária determinamos o fluxo de potência reativa:

$$Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} (X|V_i|^2 - X|V_i||V_j|\cos\theta - R|V_i||V_j|\sin\theta) \quad (2.16)$$

Uma vez que, no sistema de transmissão, o valor da resistência é muito menor do que a reatância, as equações 2.15 e 2.16 podem ser simplificadas, chegando-se à equação 2.17 e 2.18 para os fluxos de potência ativa e reativa chegando na barra.

$$P = \frac{|V_i||V_j|\sin\theta}{X} \quad (2.17)$$

$$Q = \frac{|V_i|^2 - |V_i||V_j|\cos\theta}{X} \quad (2.18)$$

Através da análise das equações 2.17 e 2.18 podemos verificar que o ângulo e módulo da tensão nas duas barras afetam diretamente a potência ativa e reativa, respectivamente. Portanto, o controle da tensão nos barramentos pode ser realizado através da alteração da potência reativa no sistema, que nos sistemas de alta tensão pode ser feito através da inserção de reatores shunt que consomem o reativo capacitivo da linha, reduzindo o módulo da tensão nos momentos de carga leve.

Dependendo da necessidade e da configuração do sistema, os reatores podem ser conectados em uma das três posições mostradas na Figura 6: conectado diretamente ao barramento (Posição 1), conectado nos terminais das linhas de transmissão (Posição 2) ou conectado no terciário de um transformador de potência (Posição 3).

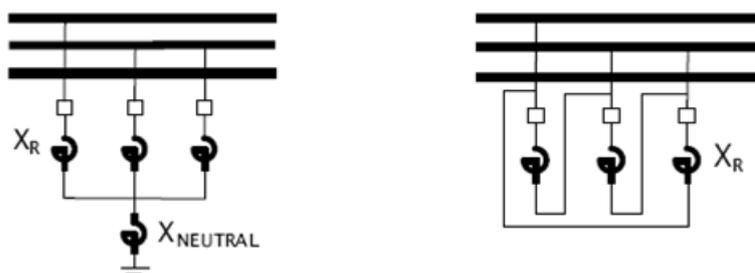
Figura 6 – Posições de conexão de reatores shunt



Fonte: (FERNANDES JÚNIOR, 2010)

O equipamento pode ser conectado em delta ou em estrela, sendo a ligação em estrela a configuração mais comum, pois, neste caso, os enrolamentos ficam submetidos às tensões de fase, requerendo menor isolamento e, conseqüentemente, menor custo do equipamento. Na ligação em estrela, o aterramento do centro da estrela pode ser feito através um quarto reator, conforme mostrado na Figura 7.

Figura 7 – Reatores conectados em delta e estrela aterrado por um quarto reator

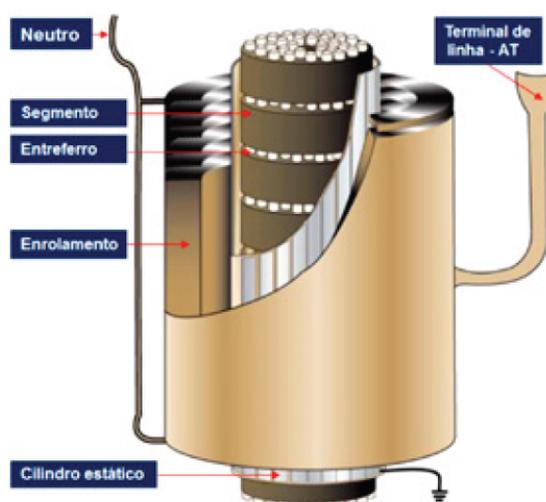


Fonte: (FERNANDES JÚNIOR, 2010)

2.2.1 Componentes

Um reator shunt com núcleo ferromagnético é formado basicamente pelos seguintes componentes, conforme a figura 8.

Figura 8 – Reator em derivação e componentes internos

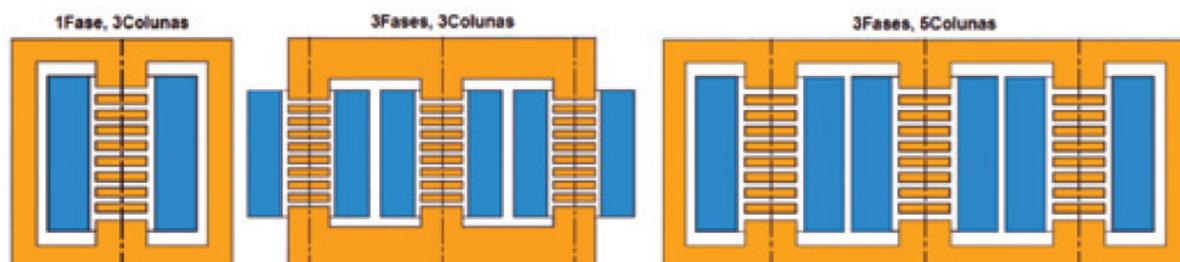


Fonte: (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013)

O núcleo magnético é formado por chapas laminadas a frio e isoladas com resina isolante adequada (espessura reduzida, elevada resistência mecânica e elevada resistência elétrica). As chapas são constituídas de material que facilite a passagem do fluxo magnético (alta permeabilidade magnética). O núcleo estabelece uma rota para o fluxo magnético oriundo da corrente do enrolamento além de apresentar características lineares de tensão-corrente. Dependendo do número de fases e de requisitos especificados, o núcleo geralmente possui um dos três arranjos mostrados na figura 9.

O núcleo magnético de um reator, tem a sua coluna (ou colunas) principal (ou principais) com enrolamento, constituída pela combinação alternada de segmento de aço magnético e espaçadores (entreferos ou gaps de ar) de cerâmica. Cada um

Figura 9 – Arranjos de núcleos



Fonte: (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013)

dos segmentos de aço magnético é laminado radialmente, conforme exibido na figura 10.

Figura 10 – Segmentos, espaçadores e entreferro



Fonte: (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013)

O fluxo magnético nos entreferros é caracterizado por uma distorção elevada. A laminação dos segmentos na direção radial permite que o fluxo magnético seja direcionado nas lâminas anisotrópicas de FeSi em sua direção de menor perda e de maior permeabilidade magnética, reduzindo em consequência as perdas no núcleo magnético e sobreaquecimentos localizados nos segmentos da coluna do núcleo (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013, p. 293).

O enrolamento consiste basicamente de várias bobinas e espiras constituídas de cobre eletrolítico isolados com papel isolante. Dependendo do nível tensão, os enrolamentos podem ser dos seguintes tipos:

- **Disco Contínuo** - Usados em altas tensões até aproximadamente 92 Kv;
- **Disco contínuo com blindagens internas (shielded disk)** – Utilizados em altas tensões até 345kV;
- **Disco em camada (disk layer)** – Utilizados em altas tensões até 245kV;

- **Disco entrelaçado** – utilizados em extra-alta e ultra-alta tensões. Caracterizado por sua elevada capacitância série, resultando em distribuição aproximadamente linear das tensões do tipo impulso de alta frequência;
- **Disco parcialmente entrelaçado** – utilizados em extra-alta e ultra-alta tensões. Combinação do enrolamento tipo disco entrelaçado (em segmento adjacente ao terminal de entrada) e de disco contínuo. Assim, combina os benefícios de alto desempenho dos discos entrelaçados com o de fabricação otimizado das bobinas em disco contínuo; e
- **Camada** – utilizados em extra-alta tensão. As camadas concêntricas são ligadas em série com isolamento interna (entre espiras e entre camadas), adequadamente dimensionada para todas as formas de onda das tensões especificadas.

Outros acessórios fazem parte do reator, como radiadores, buchas e dispositivos de comando, controle e proteção própria do reator, porém a parte ativa de um reator em derivação é constituída apenas do núcleo, estrutura mecânica do núcleo, enrolamentos e suas conexões. O isolamento dos reatores é composto por óleo e celulose. O óleo também exerce a função de resfriamento do reator.

Os reatores em derivação devem ser especificados para operar continuamente na máxima tensão operativa da rede durante toda sua vida útil. Quando os reatores forem manobráveis, devido às manobras de abertura e fechamento diárias de seus disjuntores, os mesmos devem ser especificados para suportar transitórios. Porém tais manobras não devem provocar sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência muito elevada para que não coloque em risco os demais equipamentos da subestação. A manobra também não pode provocar reigitação ou reacendimento do arco nos disjuntores quando de sua manobra.

Durante toda a operação do reator em derivação, as perdas totais estão presentes desde a energização e são caracterizadas pelos componentes: perda no núcleo magnético, perdas ôhmicas no enrolamento e perdas adicionais no enrolamento de componentes estruturais. Quando em operação, o reator shunt admite 3 estados:

- 1- Regime Permanente com tensão nominal;
- 2- Regime temporário com tensão máxima operativa; e
- 3- Regime transitório.

Nos estados em que o reator opera em regime permanente, sendo em tensão nominal ou em tensão máxima operativa, existe uma relação linear entre a tensão e a corrente, portanto qualquer variação na tensão implica em uma variação de magnitude proporcional na corrente. Desta forma, o fluxo e a indução magnética são também proporcionais à tensão. A reatância indutiva se torna constante, o que

resulta que a potência reativa absorvida é uma função quadrática do valor eficaz da tensão aplicada. Porém, ressalta-se que é extremamente importante conhecer os limites de operação quando o reator for submetido a tensão máxima operativa por um grande período de tempo.

Durante a operação em regime transitório, como a energização e desenergização do reator, surgem dois fenômenos transitórios chamados de corrente de inrush e sobretensões transitórias.

2.2.2 Característica de Operação

As características de operação do reator devem ser levadas em consideração nos cálculos de ajuste das proteções. As principais são:

- a) **Linearidade:** Quando o reator opera em tensões normais de operação existe uma relação linear entre tensão e corrente. Portanto, qualquer variação na tensão ocasiona uma variação de mesma proporção na corrente do reator;
- b) **Conteúdo harmônico:** Os harmônicos surgem na corrente de regime permanente quando há uma saturação parcial do circuito magnético do reator. Porém esse feito é considerado pequeno e não é levado em consideração para o ajuste das proteções do equipamento;
- c) **Assimetria entre fases:** Os ajustes das proteções de sobrecorrente residuais e de neutro devem ser superiores a corrente de desequilíbrio entre fases. Essas correntes podem ser analisadas através de harmônicos residuais;
- d) **Energização do reator shunt:** Durante a energização de um reator shunt, surge um fenômeno transitório relacionado com a saturação do circuito magnético do reator. Esse fenômeno é denominado de “corrente de inrush” e é muito similar a corrente de energização de um transformador. A diferença se dá pelo lento amortecimento dos componentes DC (condição assimétrica) devido as baixas perdas inerentes ao reator. O amortecimento também depende da relação X/R do sistema. O nível de componente DC depende também do momento de chaveamento do reator. O pior momento para fechamento ocorre no instante zero de tensão, haja vista que tanto a tensão quanto a corrente irão aumentar a partir do zero e não a partir do pico negativo. Com o fechamento no instante zero, o fluxo atingirá o dobro de sua magnitude normal refletindo no aumento proporcional de corrente apenas até a densidade de fluxo saturar o núcleo do reator, pois após o ponto de saturação a corrente aumenta rapidamente. Sendo assim, o pico de corrente, durante a energização

do reator, pode chegar a um valor de 3 a 5,5 vezes a corrente nominal (GAJIC; HILLSTROM; MEKIC, 2003). Durante a energização do reator, as suas fases não são fechadas no mesmo instante, de forma que a combinação dos deslocamentos individuais das fases gera uma corrente de neutro rica em harmônicos. Este fenômeno também deve ser considerado quando da definição dos ajustes das proteções de sobre-corrente residual e de neutro. O conhecimento da corrente de inrush é extremamente importante para o projeto do sistema de proteções, pois uma das suas mais relevantes características é o elevado conteúdo de 2º harmônico presente. Através dessa particularidade os relés de proteção identificam que se trata de uma corrente de inrush e inibem o seu comando de disparo.

- e) **Desenergização do reator Shunt:** Quando ocorre a desenergização do reator, há interrupção da corrente primária, causando um fenômeno transitório no circuito secundário do transformador de corrente - TC. Este fenômeno consiste em uma corrente com elevado nível DC que decresce exponencialmente. Este fenômeno pode ser explicado simplesmente como uma descarga de energia magnética armazenada no núcleo magnético do TC. Normalmente, para reatores, estas correntes são muito pequenas não representando problemas para os esquemas de proteção dos reatores com relés numéricos.
- f) **Remoção de um curto circuito próximo ao reator:** Na ocorrência de uma falta externa próxima do reator, quando da sua eliminação, a tensão sobre este equipamento excursiona de um valor de falta para um valor pós-falta, desta forma a correspondente variação do fluxo produzirá saturação no circuito magnético e produzirá uma crista muito grande na corrente de magnetização. Este comportamento é similar àquele que ocorre durante a energização do reator, porém de menor amplitude, visto que nessa condição, o reator permanece em carga, o que amortece o efeito do Inrush. Desta forma, um correto ajuste para a corrente de inrush durante a energização já é necessária para esse fenômeno.
- g) **Saturação dos TCs devido às altas correntes de curto-circuito:** A possibilidade de saturação dos TCs deve ser criteriosamente abordada no projeto de um sistema de proteção, pois o mesmo é responsável por fornecer dados para os relés de proteção, e uma informação errada pode causar uma atuação indevida do sistema de proteção.

Quando a densidade de fluxo no núcleo do TC entra na região de saturação ocorre uma distorção significativa na forma de onda da corrente

secundária do dispositivo. Portanto, a corrente secundária de um TC pode não representar precisamente a sua corrente primária se o dispositivo saturar. Assim, os relés que dependem desta corrente podem facilmente operar de forma incorreta durante este período, comprometendo a eficiência da proteção do equipamento em questão.

Além de valores elevados de corrente de falta, a presença de componente DC na mesma também pode levar um TC à saturação. Isto ocorre por que a componente contínua introduz no núcleo do TC um fluxo contínuo sobre o qual oscila o fluxo resultante da componente alternada. Desta forma, uma corrente deslocada por componente DC necessita de uma corrente de excitação maior do que a curva de excitação secundária indicaria. Por conseguinte, a resposta do TC para esse tipo de corrente é menor do que a esperada. Um religamento quando ainda existir fluxo remanescente no núcleo do TC também pode contribuir para a saturação. A duração dessa condição de saturação é diretamente proporcional à relação X/R do sistema. Lembrando que próximo a unidades geradoras a relação X/R é alta, a seleção dos TCs adjacentes e os projetos de proteção devem considerar essa característica.

- h) **Sobreexcitação do reator:** A sobreexcitação causa o aquecimento do reator, além de aumento na corrente de excitação, ruído e vibração. Uma sobreexcitação elevada pode trazer danos ao equipamento, caso o mesmo não seja desconectado do sistema. Como as proteções elétricas do reator não controlam o nível de sobreexcitação que este equipamento pode tolerar, a sua atuação nesta situação é indesejada. Como o fluxo magnético do núcleo do reator é diretamente proporcional a tensão aplicada e inversamente proporcional a frequência do sistema, condições de sobretensão ou subfrequência podem produzir níveis de fluxo que saturam o núcleo do reator. Uma característica peculiar à sobreexcitação do reator é a significativa presença de harmônicos ímpares, principalmente os de 3º e 5º ordem na corrente de excitação.

2.2.3 Reator com Potência Reativa Variável

O reator com potência reativa variável, também conhecido como VSR (Variable shunt reactor) é uma tecnologia recente que resulta em grandes benefícios operacionais e de desempenho, haja vista que tal reator permite controlar o nível de tensão do sistema elétrico de forma eficiente ao variar a indutância do reator alterando do número de espiras do seu enrolamento.

Como as cargas sofrem variações durante o dia e provável elevação da

carga no decorrer dos anos, a utilização dos VSRs trouxeram grandes avanços para a operação dos sistemas elétricos. Além da flexibilidade e controle do fluxo dinâmico, os VSRs apresentam menor custo de manutenção devido menor número de operações de manobra de disjuntores dos reatores. Também proporciona uma compactação e otimização de subestações pois pode substituir dois ou três reatores em derivação de potência reativa fixa (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013). Esse é o caso do reator ABB mostrado na Figura 11.

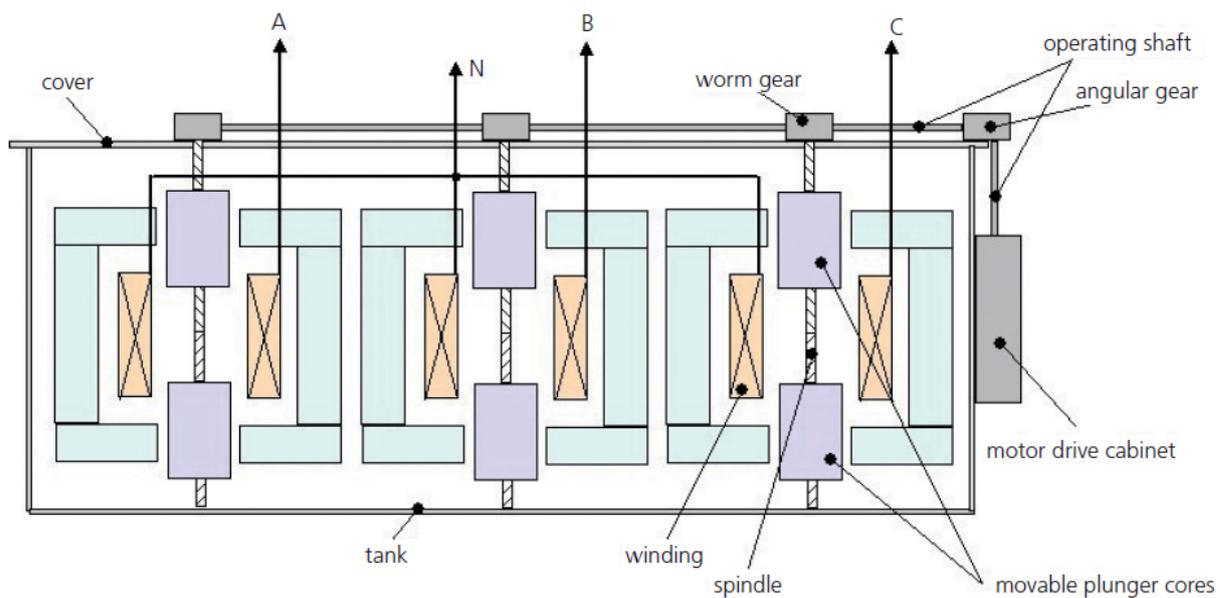
Figura 11 – Reator com potência reativa variável



Fonte: (CARVALHO; CORREIA; MENDES, 2013)

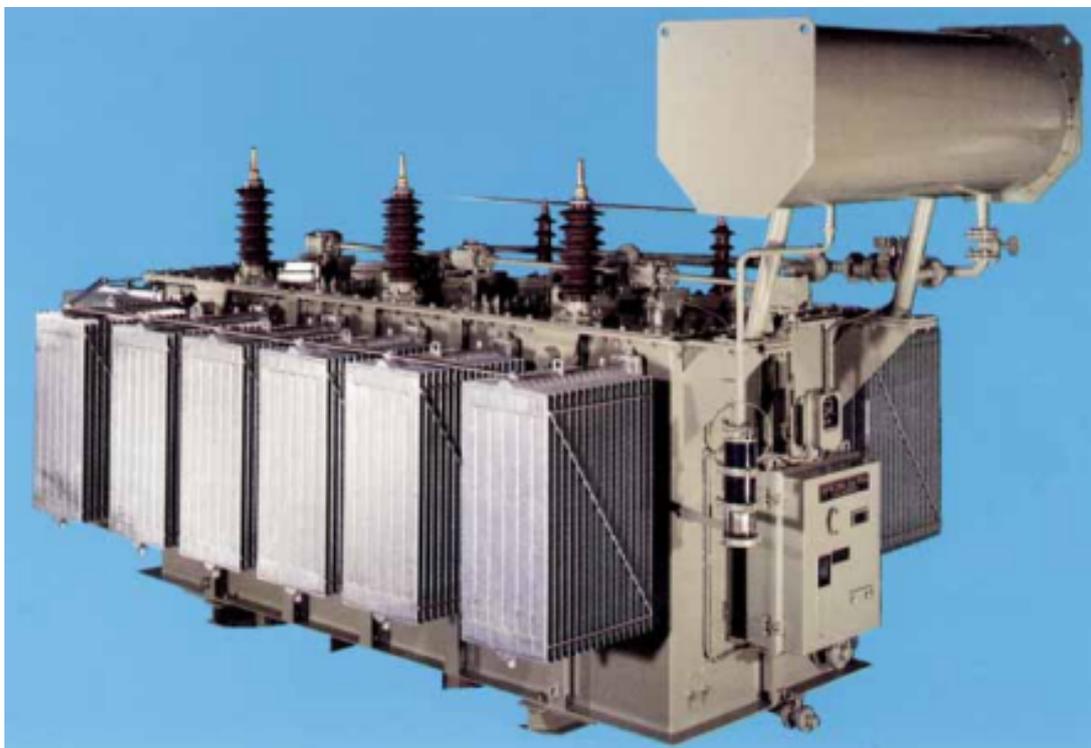
Segundo catálogo de reatores da Trench, o ajuste de potência do VSR também pode ocorrer através da variação da sua indutância. Com o auxílio de um motor, são alteradas as aberturas dos GAPS do circuito magnético e, por consequência sua relutância, fazendo com que a indutância do reator sofra variação. A alteração desse espaço de ar pode demorar cerca de um minuto. A Figura 12 apresenta o esquema de um VSR da Trench, o qual é exibido na Figura 13.

Figura 12 – Reator VSR ABB



Fonte: (TRENCH, 2010)

Figura 13 – Reator VSR Trench



Fonte: (TRENCH, 2010)

2.2.4 Reator-transformador

Assim como os VSRs, os reatores-transformadores são novos no mercado, havendo muito pouca literatura ao seu respeito. O mesmo consiste em um reator derivação com um enrolamento secundário de baixa potência quando comparado ao nominal do reator. Pode ser utilizado para alimentar cargas de serviços auxiliares ou cargas locais de baixa potência, como ocorre na subestação de Xingú no interior do Pará também operada pela Plena Transmissoras.

2.3 PROTEÇÕES DOS REATORES

De acordo com os Procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), reatores de derivação devem dispor de três sistemas de proteção independentes e que sejam suficientes para a eliminação de todos os tipos de faltas internas (para a terra, entre fases ou entre espiras) em reatores monofásicos ou trifásicos, com neutro em estrela aterrada, conectados nas LT ou em barramentos. Os sistemas de proteção exigidos são os seguintes:

- a) Proteções intrínsecas;
- b) Proteção unitária ou restrita;
- c) Proteção gradativa ou irrestrita.

Cada um dos sistemas de proteção supracitados possuem característica especial em relação a como eles realizam a proteção dos reatores. Para que essas características sejam melhor entendidas, elas serão explicitadas a seguir.

2.3.1 Proteções Intrínsecas

Essas proteções devem ser definidas pelo fabricante, já vindo implantadas e ajustadas de fábrica, devendo possuir as seguintes funções e características:

- a) função para detecção de faltas internas que ocasionem formação de gás (63)¹ ou aumento da pressão interna (20)¹;
- b) função de sobretemperatura do óleo (26)¹ com dois níveis de atuação (advertência e urgência) e;
- c) função de sobretemperatura do enrolamento (49)¹ com dois níveis de atuação (advertência e urgência).

Para que as proteções intrínsecas possam funcionar corretamente e cumprir as exigências estabelecidas em norma pelo ONS em conjunto com a ANEEL, são utilizados os equipamentos mostrados abaixo.

¹ Código ANSI para relés de proteção (ABB, 1998)

- **Relé detector de gás (relé Buchholz):** o relé Buchholz (verificar Figura 14) constitui um dos principais acessórios de proteção utilizados em reatores e transformadores de potência que possuem isolamento a óleo e são dotados de tanque de expansão. Este relé tem como finalidade fazer a supervisão contínua de reatores e transformadores, visando detectar situações anormais de formação de gases e a presença de fluxo do óleo isolante. O relé de gás detecta falhas de isolamento que causam tanto a formação de gás quanto a movimentação de óleo para o tanque de expansão. Isso acontece quando ocorrem falhas internas para a terra ou entre espiras. O relé também detecta baixo nível de óleo, causado por possíveis vazamentos.

Figura 14 – Relé Buchholz



Fonte: (COMEM, 2013)

Um relé Buchholz possui duas boias internas, sendo que seu funcionamento se dá em dois estágios:

- 1- Primeiro estágio: este estágio ocorre quando há a produção lenta de gás. Uma possível causa disso é falha no isolamento. A consequência direta da atuação do primeiro estágio é a produção de alarmes;
- 2- Segundo estágio: este ocorre quando há a produção de gás em grandes quantidades, geralmente devido a curto circuitos internos, ou vazamentos de óleo (atuando quando detecta o baixo nível de óleo). Como consequência da atuação do segundo estágio, têm-se a geração e envio de sinais de “trip” (disparo), fazendo com que o reator ou transformador seja desligado e bloqueado para religamento. Quando há a atuação de segundo estágio, é necessário que seja realizada uma inspeção criteriosa no equipamento em busca de possíveis problemas (visando executar os reparos) antes de disponibilizá-lo à operação.

- **Relé de temperatura de óleo:** de acordo com Souza Alves (2011), reatores e transformadores isolados a óleo necessitam que o óleo seja mantido a baixas temperaturas, visando manter suas propriedades isolantes sem deterioração, protegendo assim o equipamento contra falhas com risco de incêndio.

O relé de temperatura de óleo (ver Figura 15) monitora a temperatura deste fluido através de sensores de temperatura (os sensores costumam ser resistências que variam com a temperatura), que geralmente são instalados em pares (visando a redundância e praticidade, pois não necessitaria troca imediata, para o caso em que um dos sensores apresente defeito) na parte superior do tanque do reator, para que temperaturas muito elevadas sejam evitadas e gerem problemas com o óleo. A atuação desse relé também se acontece em dois estágios, sendo que o primeiro gera alarme e o segundo gera trip e manda comando para o desligamento e bloqueio do reator. Os níveis de temperatura para a atuação de primeiro e segundo estágio são programáveis (os relés são digitais) e podem ser ajustados de acordo com a necessidade. Quando há atuação do relé por causa de temperaturas muito elevadas, o comando de desligamento passa por um temporizador ajustado para vários minutos, para impedir que ele seja religado e permitir a ação dos operadores e mantenedores da subestação, uma vez que o resfriamento do óleo ocorre de forma bastante lenta devido a seus coeficientes térmicos.

Figura 15 – Relé de temperatura de óleo



Fonte: (SIEMENS, 2009)

- **Relé de temperatura de enrolamento:** em geral, são os mesmos relés de temperatura de óleo (haja vista que os relés modernos são digitais e multifunções). No entanto, para o caso das temperaturas de enrolamento, o relé chega aos valores através de cálculos matemáticos baseados na resistência do enrolamento e nas correntes que por eles passam (que são medidas através dos TCs). Segundo Souza Alves (2011), a proteção contra sobretensão de enrolamento

objetiva manter o isolamento sólido entre as espiras do enrolamento, diminuindo o desgaste do material isolante, e conseqüentemente, diminuindo os riscos de faltas entre espiras.

A proteção contra sobretensão de enrolamento, também apresenta atuação em dois estágios programáveis: o primeiro estágio gerando sinal de alarme e o segundo estágio gerando sinal de trip (e conseqüente desligamento do equipamento).

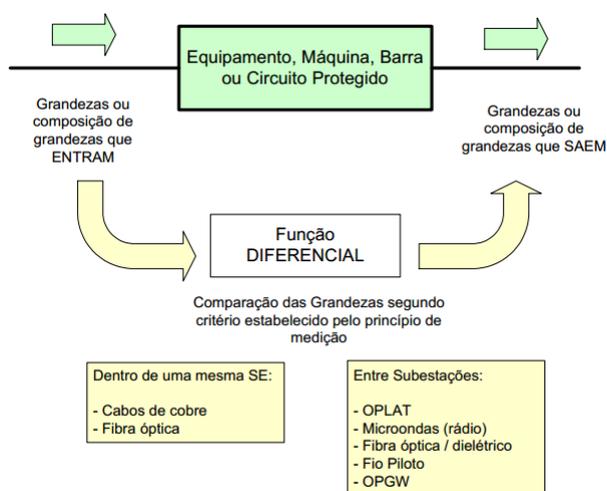
- **Sensor de ruptura de membrana:** é um sensor utilizado para indicar a ruptura da membrana da válvula de alívio de óleo. Quando a pressão de óleo se torna muito alta subitamente, a membrana se rompe, deixando vaziar um pouco do óleo de forma que não danifique o reator.

2.3.2 Proteção Unitária ou Restrita

De acordo com o Procedimento de Rede do ONS, submódulo 2.6, a proteção unitária ou restrita deve ter função diferencial (87 R) para cada fase, com restrição da atuação por correntes de magnetização (inrush e sobre-excitação) e desempenho transitório desiguais de transformadores de corrente.

Segundo Maezono (2005), uma proteção diferencial (ou função diferencial) tem como objetivo detectar curto circuitos em sua área de supervisão (área que fica entre os TCs que coletam as correntes medidas pela proteção) e promover o desligamento imediato do equipamento protegido quando houver atuação da proteção. Nessa proteção, a seletividade é obtida da própria concepção (não utilizando temporizadores ou gradações de corrente). Desta forma, sua atuação deverá ser instantânea, sem temporizações intencionais.

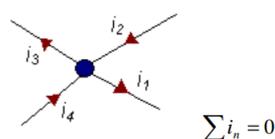
Figura 16 – Princípio da proteção diferencial



Fonte: (MAEZONO, 2005)

De acordo com Souza Alves (2011), o princípio de atuação da Proteção diferencial consiste em uma comparação entre as correntes que entram e as correntes que saem do equipamento protegido, baseando-se na 2ª lei de Kirchhoff (a Lei dos Nós), que diz que, em qualquer instante, a soma algébrica das correntes que entram e saem num nó é nula (verificar Figura 17 para melhor entendimento). Desta forma, a proteção diferencial se comportará de maneira diferente para faltas internas e externas à zona de supervisão, considerando que, o sistema se encontra nas condições ideais e normais de funcionamento.

Figura 17 – 2ª Lei de Kirchhoff (a Lei dos nós)



Fonte: (SOUZA ALVES, 2011)

Para se aquisitar as correntes passantes por um equipamento protegido, deve-se utilizar TCs conectados em série com o sistema, de forma que as correntes lidas em seus secundários reproduzam as correntes passantes pelo primário. Uma vez conectados os TCs, as medições são repassadas para o relé diferencial através da interconexão dos secundários desses TCs. Um diagrama simplificado de conexão de um relé diferencial pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 – Conexão do relé diferencial



Fonte: (SOUZA ALVES, 2011)

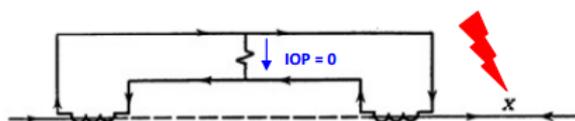
Segundo Maezono (2005), uma proteção diferencial deve ter os seguintes requisitos:

- Considerar os efeitos de erros de precisão de TCs e TCs auxiliares usados para a conexão da proteção;
- Manter a estabilidade (não atuar) para curto-circuitos externos à área de proteção, mesmo que haja saturação do TC;
- Manter a estabilidade para corrente de magnetização transitória (corrente de inrush);

d) Atuar com rapidez para curto-circuitos internos, mesmo que em faltas de baixa corrente.

- **Comportamento em faltas externas:** durante faltas externas (Figura 19), as correntes que passam em ambos os TCs são iguais, fazendo com que a corrente de operação (IOP) teoricamente seja nula. Na prática, esta corrente não é nula devido a erros de medição dos TCs. No entanto, o relé é programado para ignorar até um certo valor de corrente diferencial. Desta forma, fica caracterizado que não existe problemas com o equipamento, fazendo com que o relé permaneça inerte, sem atuação.

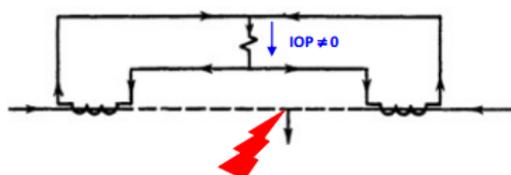
Figura 19 – Proteção diferencial (falta externa)



Fonte: (SOUZA ALVES, 2011)

- **Comportamento em faltas internas:** durante faltas internas (Figura 20), as correntes que passam em pelos TCs, ainda que em alguns casos possam apresentar módulos iguais, adquirem sentidos opostos, fazendo com que a corrente de operação (IOP) não seja nula. Desta forma, uma vez ultrapassada a corrente de gatilho (conhecida com corrente de pickup) programada, fica caracterizado que existem problemas com o equipamento, fazendo com que o relé atue, desenergizando e bloqueando o equipamento. Normalmente, para este tipo de falha, a corrente que circula pelo circuito de operação do relé é igual à corrente de curto-circuito total, vista do secundário dos TCs que compõem a malha diferencial.

Figura 20 – Proteção diferencial (falta interna)



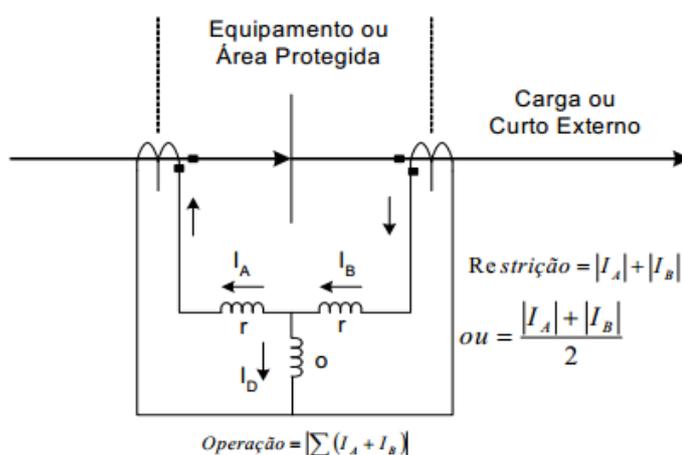
Fonte: (SOUZA ALVES, 2011)

2.3.2.1 Tipos de função diferencial

Existem dois tipos de proteção diferencial que são utilizadas tanto na proteção de reatores, quanto de transformadores de potência, os quais, são utilizados no sistema elétrico de potência.

- a) **Diferencial percentual:** segundo Maezono (2005), o princípio conhecido como “diferencial percentual” tem como objetivo principal possibilitar uma proteção sensível para curtos-circuitos internos a área protegida, exibindo, ao mesmo tempo uma boa estabilidade para curtos-circuitos externos, ainda que existam erros de transformação nos TC's (podem chegar a 10% em cada TC para correntes elevadas). O princípio pode ser observado na Figura 21 e um diagrama trifilar na Figura 22.

Figura 21 – Princípio diferencial percentual



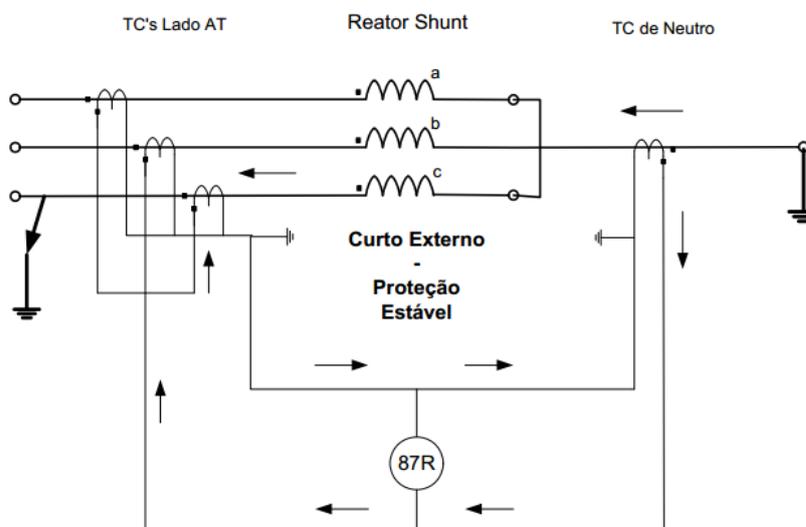
Fonte: (MAEZONO, 2005)

Para exemplificar, podemos citar um relé eletromecânico, no qual as correntes nas bobinas de restrição (r) tendem a restringir a atuação do relé, enquanto que a passagem da corrente diferencial pela bobina de operação (o) tende a operar o relé sempre que alcançar valores percentuais maiores do que os pré-ajustados para a operação (valores de “pickup”). Nesse caso, para um curto externo, mesmo que as correntes sejam muito altas, com grande corrente diferencial, as correntes de restrição também seriam elevadas, fazendo com que o valor percentual da corrente diferencial não atingisse o valor de pickup. Já durante um curto interno, a corrente de restrição continuaria alta. No entanto, percentualmente, a corrente diferencial seria elevada, atingindo assim os valores de pickup e atuando o relé de proteção.

A corrente de operação (I_{OP}), também conhecida como corrente diferencial, é obtida a partir do módulo da soma das correntes medidas nos dois lados do equipamento protegido, com os TCs conectados da maneira exibida na Figura 21, conforme apresentado na equação 2.19.

$$I_{OP} = |I_A| + |I_B| \quad (2.19)$$

Figura 22 – Esquema trifilar de proteção diferencial de reator shunt com TC de neutro



Fonte: (MAEZONO, 2005)

Em condições de operação, a corrente de operação (I_{OP}) é proporcional a corrente de falta interna e tende a zero durante faltas externas ao elemento protegido.

A corrente de restrição (I_{RT}) é obtida a partir da média dos módulos das correntes medidas nos dois lados do equipamento protegido, com os TCs conectados da maneira exibida na Figura 21, sendo que a bobina de operação é conectada entre as bobinas de restrição, conforme apresentado na equação 2.20.

$$I_{RT} = \frac{|I_A| + |I_B|}{2} \quad (2.20)$$

Logo, a curva característica de um relé diferencial percentual é dada segundo a equação 2.21:

$$I_{OP} = kI_{RT} + I_{PK} \quad (2.21)$$

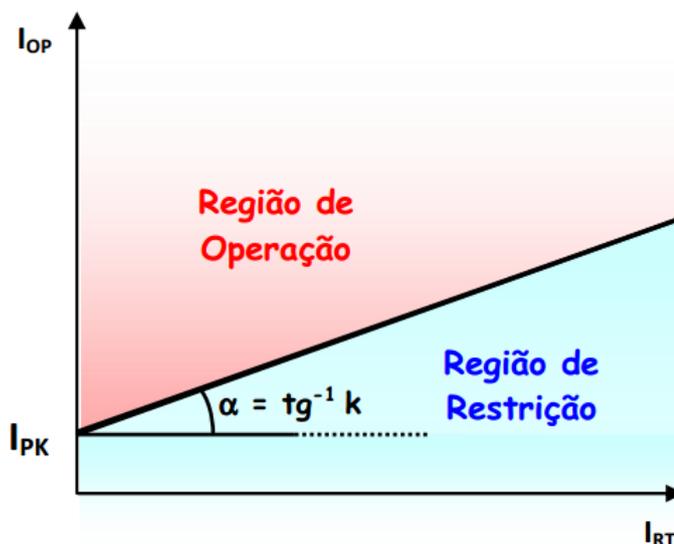
Onde, I_{OP} é a corrente de operação, I_{RT} é a corrente de restrição, I_{PK} é a corrente de pickup (corrente mínima de atuação do relé), I_A é a corrente secundária referente ao TC do lado 1 do equipamento protegido, I_B é a corrente secundária referente ao TC do lado 2 do equipamento protegido e k é a inclinação da curva característica diferencial, também conhecida como “slope”.

Segundo Souza Alves (2011, p. 22), o slope representa a inclinação da característica diferencial, comumente expressa em termos percentuais, sendo tipicamente ajustado entre 10 e 40%, em características

com slope único. O ângulo α resultante na curva característica pode ser calculado através da equação 2.22, que pode ser visualizado na Figura 23.

$$\alpha = \arctan(k) \quad (2.22)$$

Figura 23 – Característica do relé diferencial percentual



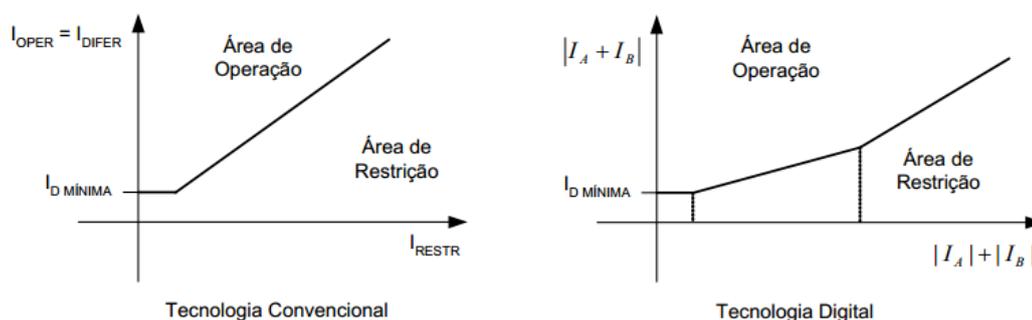
Fonte: (SOUZA ALVES, 2011)

Para minimizar problemas tais quais erros intrínsecos dos TCs, incompatibilização nas relações de transformação dos TCs e desequilíbrios naturais, os parâmetros k e a corrente mínima de operação I_{PK} devem ser corretamente ajustados, tomando sempre cuidado para não elevar demais os valores dos ajustes, o que pode fazer com que o relé perca sensibilidade para faltas internas a área protegida.

Quando se trata de relés digitais, as curvas de operação são programáveis, podendo ou não coincidir com as curvas de operação de relés eletromecânicos. Esta diferença pode ser melhor percebida observando a Figura 24.

Em relés digitais, são utilizados algoritmos, os quais comparam a soma dos módulos da corrente como grandeza de restrição e o módulo da soma das correntes como grandeza diferencial. Além do mais, esses relés também possibilitam que seja alterada a inclinação das características percentuais para correntes mais elevadas, favorecendo assim, que uma maior sensibilidade seja atingida para correntes menores.

Figura 24 – Curvas de relés diferenciais percentuais



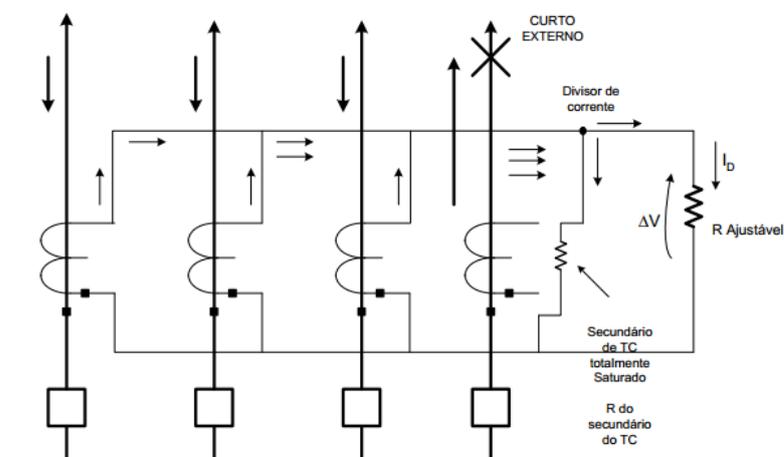
Fonte: (MAEZONO, 2005)

b) **Diferencial de alta impedância:** é um tipo de proteção aplicada onde há a possibilidade de saturação completa de TCs e pretende-se, da mesma forma, que a proteção diferencial seja estável para curtos-circuitos externos a área protegida. Esse tipo de proteção é mais indicado para barras e equipamentos com TCs onde não há a transformação de tensão, sendo muito utilizada na proteção de reatores ou também de enrolamentos (terra restrita). De acordo com Maezono (2005), o princípio de funcionamento da proteção diferencial de alta impedância (ver Figura 25) baseia-se nas seguintes proposições:

- “Quando um TC está totalmente saturado, o seu circuito secundário pode ser representado por um valor resistivo, sem imposição de corrente pelo seu lado primário” (MAEZONO, 2005);
- “A corrente diferencial resultante da situação percorre o circuito diferencial e também o circuito secundário desse TC saturado” (MAEZONO, 2005).

Para que esta proteção possa funcionar corretamente, é instalada uma resistência ajustável no circuito diferencial, como é mostrado nas Figuras 25 e 26, fazendo com que a tensão desse circuito (relé + resistência) assuma um determinado valor para um TC totalmente saturado. Conhecendo-se os valores das resistências dos cabos secundários dos TCs e da resistência do secundário do TC, é possível ajustar a resistência variável para um valor desejado, sendo que ao ajustar o valor do pickup do relé para valores maiores do que aquele ΔV obtido durante a saturação, a estabilidade será alcançada para curtos externos a área de proteção. Já no caso de curtos internos, é muito difícil que ocorra a saturação do TC, fazendo assim com que os valores de corrente diferencial sejam elevados e, conseqüentemente, com que as

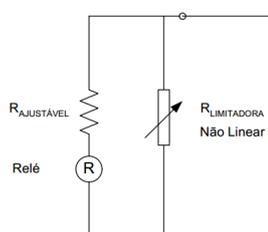
Figura 25 – Princípio diferencial de alta impedância



Fonte: (MAEZONO, 2005)

tensões alcançadas sejam maiores do que ΔV ajustado. O maior objetivo da resistência não linear em paralelo é proteger o circuito das elevadas tensões resultantes dos curtos internos ao circuito protegido. No entanto, nem sempre ela é necessária.

Figura 26 – Circuito diferencial de alta impedância



Fonte: (MAEZONO, 2005)

Uma observação importante de ser feita é que os relés diferenciais não devem atuar na energização dos reatores, quando altas correntes de partida são requeridas para que seja realizada a magnetização do núcleo (conhecidas como correntes de inrush), e nem em condições permissíveis de sobreexcitação e, por isso, Gajic, Hillstrom e Mekic (2003, p. 11) afirmam que, nos atuais relés digitais, são tipicamente coletadas entre 12 e 32 amostras por ciclo fundamental de onda do sistema de potência. Ainda segundo ele, de posse dessas amostras, os relés numéricos calculam os valores RMS utilizando alguns diferentes tipos de filtros digitais, sendo que, o valor calculado é enviado para as diferentes funções de proteção, que dependendo da necessidade reprocessam o sinal para retirar, por exemplo, componentes harmônicas ou componentes DC. Dois filtros muito usados são os descritos abaixo:

- a) **TRMS**: esse é o filtro de RMS verdadeiro (do inglês, True RMS filter). Esse filtro extrai o valor equivalente ao RMS do sinal de entrada. No entanto, ele ainda computa os valores de componentes DC e harmônicas superiores no seu resultado;
- b) **DFT**: esse é o filtro digital de Fourier (do inglês, digital Fourier filter), o qual extrai somente os valores RMS da componente fundamental do sinal de entrada (apenas sinais de 60Hz) Esse filtro efetivamente retira os valores de componentes DC e de harmônicas superiores dos valores de entrada.

Completando ainda mais o raciocínio de Gajic, Hillstrom e Mekic (2003), Souza Alves (2011, p. 23-24) afirma que

Os elementos de harmônicas, nos relés digitais, permitem a escolha entre o bloqueio por harmônicas e a restrição por harmônicas, ou até mesmo a habilitação dos dois métodos. No modo bloqueio, este é selecionado tendo como base uma fase individual ou considerando uma base comum, de acordo com a aplicação e filosofia. Os valores limites da segunda, quarta e quinta harmônicas são ajustados independentemente, assim como as funções de restrição por harmônica e bloqueio por componente DC, que também são habilitadas independentemente. Alguns relés digitais, ainda oferecem uma função adicional de alarme para a corrente de quinta harmônica utilizando um valor limite, qualquer, e um temporizador ajustável para alarme.

Ainda segundo ela, outra fonte que também pode gerar 2º harmônicos, são os TCs, os quais ao serem percorridos por elevadas correntes originadas dos curto-circuitos, podem saturar e gerar os harmônicos. Devido a isso, relés com bloqueio de 2º harmônico podem apresentar uma interpretação errada, haja vista que a presença dessa componente caracteriza a corrente de inrush, bloqueando assim, a operação do relé. Uma consequência direta é que os ajustes desses relés devem ser feitos de forma bastante criteriosa, de forma a não interferir na sensibilidade para faltas internas.

2.3.3 Proteção Gradativa ou Irrestrita

De acordo com o submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, a proteção gradativa ou irrestrita deve ter as funções e características listadas abaixo:

- a) função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51) e de neutro (50/51 N) localizada no lado da LT ou do barramento do reator; e
- b) função diferencial de terra restrita (87 TR) ou função de sobrecorrente temporizada de neutro (51 N) ou de terra (51 G) localizada no neutro do reator.

A função sobrecorrente, como o próprio nome sugere, utiliza como grandeza de operação a corrente elétrica para detectar níveis de corrente maiores do que

limites previamente estabelecidos e desconectar da rede elétrica o equipamento protegido.

Existem dois tipos de correntes necessárias de serem detectadas. Elas são:

- a) **Correntes de fase** superiores a correntes de carga, oriundas de curtos-circuitos; e
- b) **Correntes de terra** decorrentes de curtos-circuitos com a terra.

De acordo com Maezono (2005, p. 44), para cada tipo de corrente é utilizada uma função de proteção diferente, sendo aplicada a função de sobrecorrente de fase (50/51F ou 50/51P) para correntes de fase, e a função de sobrecorrente de terra (50/51N ou 50/51G ou 50/51E) para correntes de terra. Ainda segundo ele, essas proteções não devem atuar para correntes de carga, não detectando uma possível sobrecarga no reator. Uma observação importante é que as funções de sobrecorrente tanto podem ser realizadas em relés específicos quanto integradas a outros conjuntos de proteção.

O relé de sobrecorrente é um equipamento que é conectado no lado secundário dos TCs, sendo assim acionado por correntes proporcionais às primárias (do circuito ou equipamento protegido), projetados e construídos para executar a função de sobrecorrente, atuando sobre disjuntores ou religadores e isolando assim o ponto em que se encontra o defeito (MAEZONO, 2005).

A função de sobrecorrente recebe duas classificações, quando levada em consideração a característica *tempo x corrente*: instantânea (função 50 – ANSI) ou temporizada (função 51 – ANSI). Os relés temporizados ainda podem ser classificados da seguinte forma:

- a) relés de tempo definido; e
- b) relés de tempo inverso.

Segundo Souza Alves (2011, p. 24), a função de sobrecorrente instantânea (50) é intitulada desta forma porque não é inserida nenhuma temporização intencional quando se atinge a corrente de atuação do relé (corrente de pickup), que é um parâmetro ajustável. A única temporização presente é intrínseca do próprio relé, dependendo apenas da tecnologia empregada na construção do mesmo.

No entanto, a função de sobrecorrente instantânea também pode ser encontrada em relés de tempo inverso, sendo que, para correntes dentro de uma determinada faixa mais baixa, o relé faz a temporização antes de atuar e, a partir de um valor mais alto predeterminado ele passa a atuar instantaneamente.

Já os relés de sobrecorrente temporizados de tempo inverso recebem ainda uma outra classificação, que depende também da característica *tempo x corrente* e da norma utilizada, IEC ou ANSI, que serão mostradas na sequência do trabalho.

Nos relés eletromecânicos e na grande maioria dos estáticos, todas as características eram definidas quando especificando a proteção, procurando-se realizar uma adequada coordenação com o Sistema Elétrico, o que dependia da aplicação e do elemento protegido. Nos casos em que os ajustes eram necessários, fazia-se necessária a utilização de curvas desenhadas em papel logarítmico (MAEZONO, 2005). Entretanto, como os relés eletromecânicos já entraram praticamente em desuso, as atenções deste trabalho seguirão voltadas para os relés digitais.

Em relés digitais, os elementos temporizados possuem basicamente os ajustes a seguir:

- a) Corrente de “pickup”;
- b) Definição da curva de tempo (exceto os de tempo definido) e;
- c) “Time-dial”.

Sendo que nos relés de tempo definido, são ajustados apenas os valores da corrente de pickup e do temporizador associado, estabelecendo seu tempo de atuação (ou “trip”, como também é conhecido).

Para representar as características de respostas das funções de sobrecorrente, são utilizados gráficos em função de um múltiplo da corrente de pickup versus tempo (em segundos) para cada ajuste no “time-dial”. No entanto, para traçar esses gráficos, existem normas pré-definidas, as quais estabelecem equações e alguns parâmetros específicos a serem utilizados em cada equação, visando a obtenção das diferentes curvas para ajustes. A seguir, serão mostradas as normas utilizadas e as curvas obtidas a partir das mesmas.

- **Curva de Tempo Inverso IEC (IEC 60255-3):** de acordo com Souza Alves (2011), a equação a 2.23, baseada nos parâmetros α e β , é quem define as curvas de tempo inverso da norma IEC.

$$T = TD \frac{\beta}{(M^\alpha - 1, 0)} (\text{seg}) \quad (2.23)$$

Onde:

T : Tempo de atuação;

TD : Time-dial;

M : Multiplicador, calculado a partir da equação 2.24:

$$M = \frac{I_{cc}}{RTC \times P} \quad (2.24)$$

I_{cc} : Corrente de curto-circuito;

P : Ajuste de pickup;

RTC: Relação de transformação do TC.

Já α e β , são constantes que se modificam de acordo com a tabela abaixo:

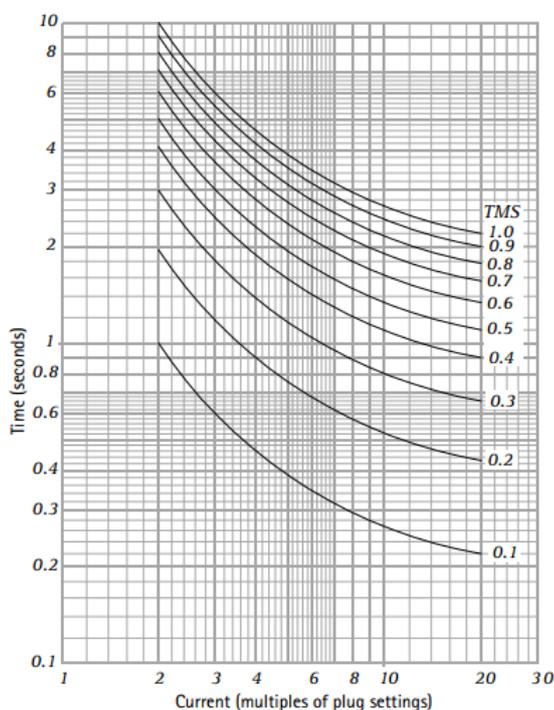
Tabela 1 – Classificação de curvas segundo a norma IEC-60255-3

Classificação	α	β
Normal Inversa	0,02	0,14
Muito Inversa	1,0	13,5
Extremamente Inversa	2,0	80,0
Inversa de Tempo Longo	1,0	120

Fonte: (SOUZA ALVES, 2011, p. 26)

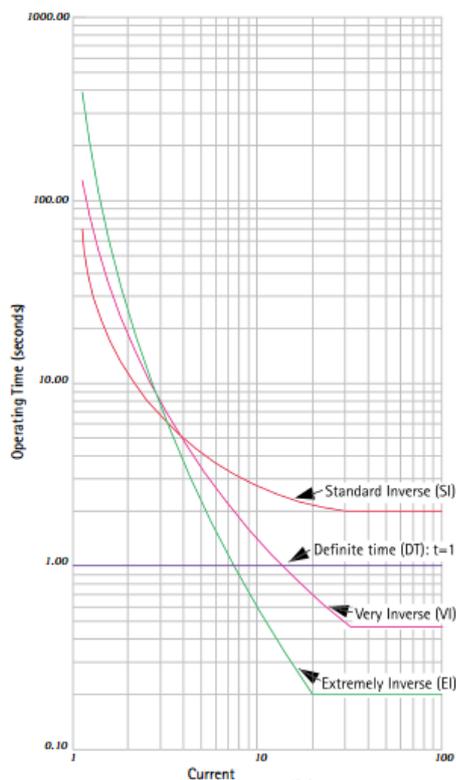
O TD é um parâmetro que influencia diretamente no posicionamento da curva em relação ao eixo do tempo, sendo que a atuação do relé é inversamente proporcional ao TD para correntes iguais. Desta forma, variando o parâmetro é possível de se obter curvas deslocadas no tempo, conforme a figura 27. Um gráfico com os diferentes tipos de curva de tempo inverso no padrão IEC pode ser observado na figura 28.

Figura 27 – Curvas de característica normalmente inversa com a variação de TD



Fonte: (ALSTOM GRID, 2011, p. 127)

Figura 28 – Curvas de tempo inversas segundo norma IEC 60255-3



Fonte: (ALSTOM GRID, 2011, p. 126)

- **Curvas de Tempo Inverso ANSI (IEEE C37-112):** da mesma forma que a norma anterior, a norma ANSI também é baseada em uma equação (ver equação 2.25) para formação das curvas características para ajustes, as quais dependem dos parâmetros A , B e P , que são exibidos na figura 2.

$$T = TD \times \left(\frac{A}{M^P - 1,0} + B \right) \text{ (seg)} \quad (2.25)$$

Onde:

T : Tempo de atuação;

TD : Time-dial;

M : Multiplicador, também calculado a partir da equação 2.24.

Segundo Alstom Grid (2011), outra forma de traçar as curvas de ajustes da norma ANSI é seguindo as equações presentes na tabela 3. Nela são mostrados outros tipos de curvas, que vão além dos citados por Souza Alves (2011). Esses tipos de curvas são: Moderadamente Inversa (*Moderately Inverse*), Muito Inversa (*Very Inverse*), CO2 Inversa de Tempo Curto (*CO2 Short Time Inverse*), CO8 Inversa (*CO8 Inverse*) e Extremamente Inversa (*Extremely Inverse*).

Tabela 2 – Classificação de curvas segundo a norma IEEE C37-112

Classificação	A	B	P
Extremamente Inversa	6,4070	0,0250	2,00
Muito Inversa	2,8550	0,0712	2,00
Inversa	0,0086	0,0185	0,02

Fonte: (SOUZA ALVES, 2011, p. 28)

Tabela 3 – Definição de tempos mínimos padrões na América do Norte

Characteristic	Equation
IEEE Moderately Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.114 \right]$
IEEE Very Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{19.61}{I_r^2 - 1} \right) + 0.491 \right]$
IEEE Extremely Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{28.2}{I_r^2 - 1} \right) + 0.1217 \right]$
US C08 Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{5.95}{I_r^2 - 1} \right) + 0.18 \right]$
US C02 Short Time Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.01694 \right]$

Fonte: (ALSTOM GRID, 2011, p. 9-4)

Nas fórmulas mostradas na tabela 3, temos que $I_r = I/I_s$, onde:

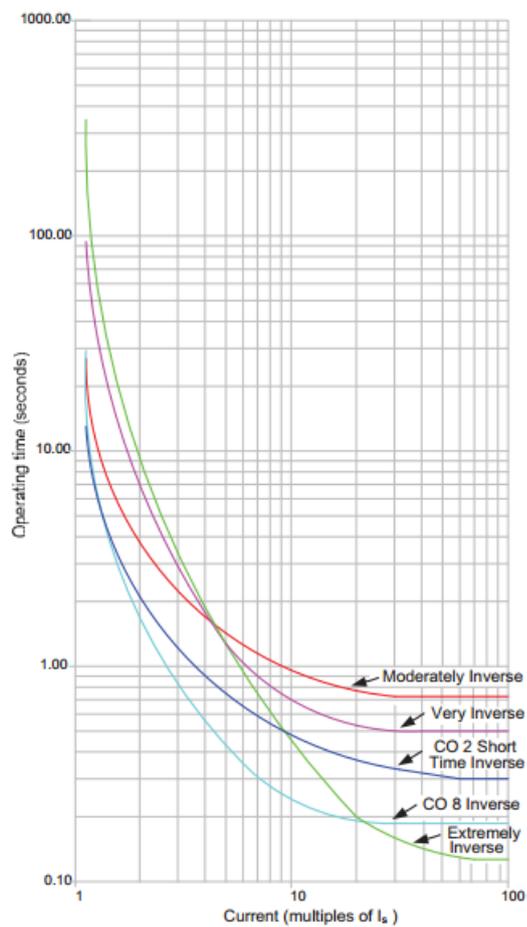
I : Corrente Medida;

I_s : Corrente de Pickup do Relé; e

TD : Time-dial.

Se plotadas as funções de tempo de atuação representadas pelas equações mostradas na tabela 3, tem-se um gráfico como o mostrado na Figura 29.

Figura 29 – Curvas de tempo inversas segundo norma ANSI/IEEE



Fonte: (ALSTOM GRID, 2011, p. 9-5)

3 PARCELA VARIÁVEL NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Com o intuito de incentivar a melhoria na qualidade dos serviços de transmissão no Brasil, foi criada a Parcela Variável (PV), através da Resolução N°270, de 2007 da ANEEL. A mesma consiste no desconto do valor recebido pela prestação do serviço de transmissão quando houver uma degradação da qualidade de energia. Segundo o artigo 4º da Resolução normativa N°270, podemos definir a Parcela Variável como o somatório das parcelas variáveis por indisponibilidade, por atraso na entrada em operação e por restrição operativa. A PV por indisponibilidade é relacionada com a soma das durações de desligamentos programados e outros desligamentos na FT. Qualquer desligamento na linha acima de 1 minuto de duração é contabilizado no cálculo, salvo algumas situações previstas no submodulo 15.12 dos Procedimentos de Rede do ONS, onde constam todas as excessões para o pagamento de PVI. A PV por atraso na entrada em operação, como o próprio nome já diz, se trata do tempo levado para a transmissora entrar em operação após a data definida em contrato. Já a PV por restrição operativa ocorre quando há uma restrição da capacidade operativa da linha, podendo ser caracterizada de longa ou curta duração.

O valor total de parcela variável aplicado deve respeitar algumas limitações. Caso esses limites sejam ultrapassados, a concessionária estará sujeita a penalidades previstas na Resolução Normativa da ANEEL N° 063/2004, na legislação vigente e no contrato de concessão.

A Resolução Normativa N°270, de 2007 foi criada com o objetivo de incentivar a qualidade dos serviços de transmissão prestados pelos agentes de transmissão conectados ao sistema interligado nacional – SIN. Nesta resolução consta a criação da Parcela variável - PV, que consiste no desconto do valor recebido pela prestação do serviço de transmissão quando houver a degradação da qualidade de energia.

De acordo com Meyberg (2007),

para fins de apuração do serviço de transmissão, as instalações integrantes à Rede Básica são agrupadas em Funções Transmissão (FT), as quais são designadas de acordo com os equipamentos integrantes, atribuindo a cada uma destas designações diferentes critérios no processo de apuração do serviço prestado.

Através da criação da PV, a disponibilidade das FT foram maximizadas pois várias medidas foram tomadas pelas concessionárias visando reduzir ao máximo o desconto aplicado às suas receitas. Entre essas medidas, a Nota técnica N°016, de 2005 cita:

- a) Programação coordenada das atividades de intervenção e o aperfeiçoamento da logística para restauração do serviço interrompido;

- b) Aprimoramento das técnicas e do aparelhamento de manutenção;
- c) Intensificação dos procedimentos de inspeções e técnicas preditivas;
- d) Prática de manutenção em linha viva;
- e) Intensificação da limpeza da faixa de servidão de linhas de transmissão e de demais ações preventivas sobre possíveis interferências do meio ambiente ao longo da faixa, que possam interferir na continuidade do serviço; e
- f) Otimização das periodicidades e durações de intervenções.

Segundo o artigo 4º da Resolução Normativa N°270, da ANEEL,

a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

Portanto, a Parcela Variável é composta por 3 partes:

- 1) Parcela Variável por Indisponibilidade;
- 2) Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação; e
- 3) Parcela Variável por Restrição Operativa.

Sendo calculada através da equação 3.1.

$$PV = PVI + PVRO + PVEO \quad (3.1)$$

A resolução define tais termos como:

- a) Atraso na entrada em operação: “Atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivos direta ou indiretamente imputáveis à concessionária de transmissão” (Resolução N°270, Art. 2, Inciso IV);
- b) Desligamento Programado: “Indisponibilidade de uma função transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos procedimentos de rede” (Resolução N°270, Art. 2, Inciso V); e
- c) Outros desligamentos: “qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como desligamento programado” (Resolução N°270, Art. 2, Inciso XI).

3.1 PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE

A parcela variável por indisponibilidade consiste na soma das durações, em minutos, de desligamentos programados e outros desligamentos. É calculada através da seguinte equação:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} DVOD_i \right) \quad (3.2)$$

Onde:

PB: Pagamento base da função transmissão.

DVDP: Duração em minutos de cada desligamento programado.

DVOD: Duração em minutos de outros desligamentos.

K_p: Fator multiplicador para desligamentos programados.

K_o: Fator multiplicador para outros desligamentos.

D: Dias do mês de ocorrência.

N_p: Números de desligamentos programados.

N_o: Números de outros desligamentos da FT ao longo do mês.

Nesta expressão, o termo $(PB/1440)$ corresponde à receita por minuto, pela disponibilidade plena de uma determinada FT.

O art. 15 trata sobre as exceções para desconto da PVI de uma FT. Aos quais estão isentas de pagamentos nas seguintes condições:

- a) desligamento para implantação de ampliação, reforço e melhorias desde que constem no programa mensal de intervenção definido nos procedimentos de rede;
- b) desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros para realização de serviços ou obras de utilidade pública e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa;
- c) desligamento devido a contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da rede básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;
- d) desligamento decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivos de segurança de terceiros, entre outros;
- e) desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no inciso anterior;

- f) desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;
- g) desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;
- h) desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede;
- i) desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto;
- j) o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva;
- k) o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) em cabo diretamente enterado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico;
- e
- l) o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

3.2 PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA

A PV por restrição operativa considera a redução da capacidade operativa da FT, podendo ser de curta ou longa duração. A mesma só poderá ser descontada desde que sejam decorrentes de ação ou omissão da transmissora. Seu cálculo é realizado segundo a equação 3.3.

$$PVRO = \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NRL} ROL_i \cdot DROL_i + \sum_{c=1}^{NRC} ROC_c \cdot DROC_c \right) \quad (3.3)$$

PB = Pagamento Base da FT;

D = Número de dias do mês;

ROL = Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;
 ROC = Redução operacional da capacidade de operativa de curta duração;
 $DROL$ = Duração em minutos de uma restrição operativa de longa duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT;
 $DROC$ = Duração em minutos de uma restrição operativa de curta duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT.

3.3 PARCELA VARIÁVEL POR ATRASO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO

É o valor proporcional aos dias de atraso da entrada em operação de uma FT. A primeira parcela é apurada após a FT entrar em operação e possui um limite máximo de 90 dias. Abaixo, segue tabela adotada para padrões e fatores multiplicadores:

Tabela 4 – Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Freqüência de Outros Desligamentos e Fatores K_o e K_p

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Freqüência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator K_o		Fator K_p		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	$\leq 5\text{km}^{(*)}$	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	$>5\text{km e } \leq 50\text{Km}^{(*)}$	26,0	1,4	1					
	$>50\text{km} - 230\text{kV}$	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado ^(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	$\leq 345\text{kV}$	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	$>345\text{kV}$	27,0	2,0	1					
CR	REA	$\leq 345\text{kV}$	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		$>345\text{kV}$	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

Fonte: Resolução Normativa 270/2007

Nota: (*) Qualquer nível de tensão de uso na rede básica; (**) Período de 666 horas em 2 anos.

A condição do fator K_o ser significativamente maior que K_p , conforme pode ser verificado na tabela, nas primeiras cinco horas, sinaliza um incentivo para a realização preferencial de manutenções preventivas, nos períodos recomendados pela boa

prática da engenharia de manutenção, bem como a adoção de logísticas eficazes e ações rápidas e coordenadas das transmissoras, visando ao restabelecimento da função no menor tempo possível (ANEEL, 2005).

3.4 REMUNERAÇÃO MENSAL

A remuneração mensal dos agentes de transmissão é obtida através do desconto de todas as Parcelas variáveis ocorridas no mês da PB:

$$\text{Remuneração Mensal} = PB - (PVI + PVRO + PVEO) \quad (3.4)$$

Alguns casos descritos na Resolução Normativa N°270 estão isentos de descontos por indisponibilidade:

- a) O somatório das PVI e PVRO de cada função transmissão é limitada a 50% do pagamento base. Nos casos em que essa porcentagem é superior à 50% o valor excedido deve ser descontado no mês seguinte.
- b) Também está limitado à 25% do somatório da PB dos 12 meses anteriores.
- c) O desconto referente a todas as FT está limitado a 12,5% da RAP dos 12 meses anteriores à apuração
- d) Ao infringir um dos limites estabelecidos em norma específica a concessionária está sujeita à penalizações previstas na resolução N°063/2004, da ANEEL e no contrato de concessão.

3.5 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

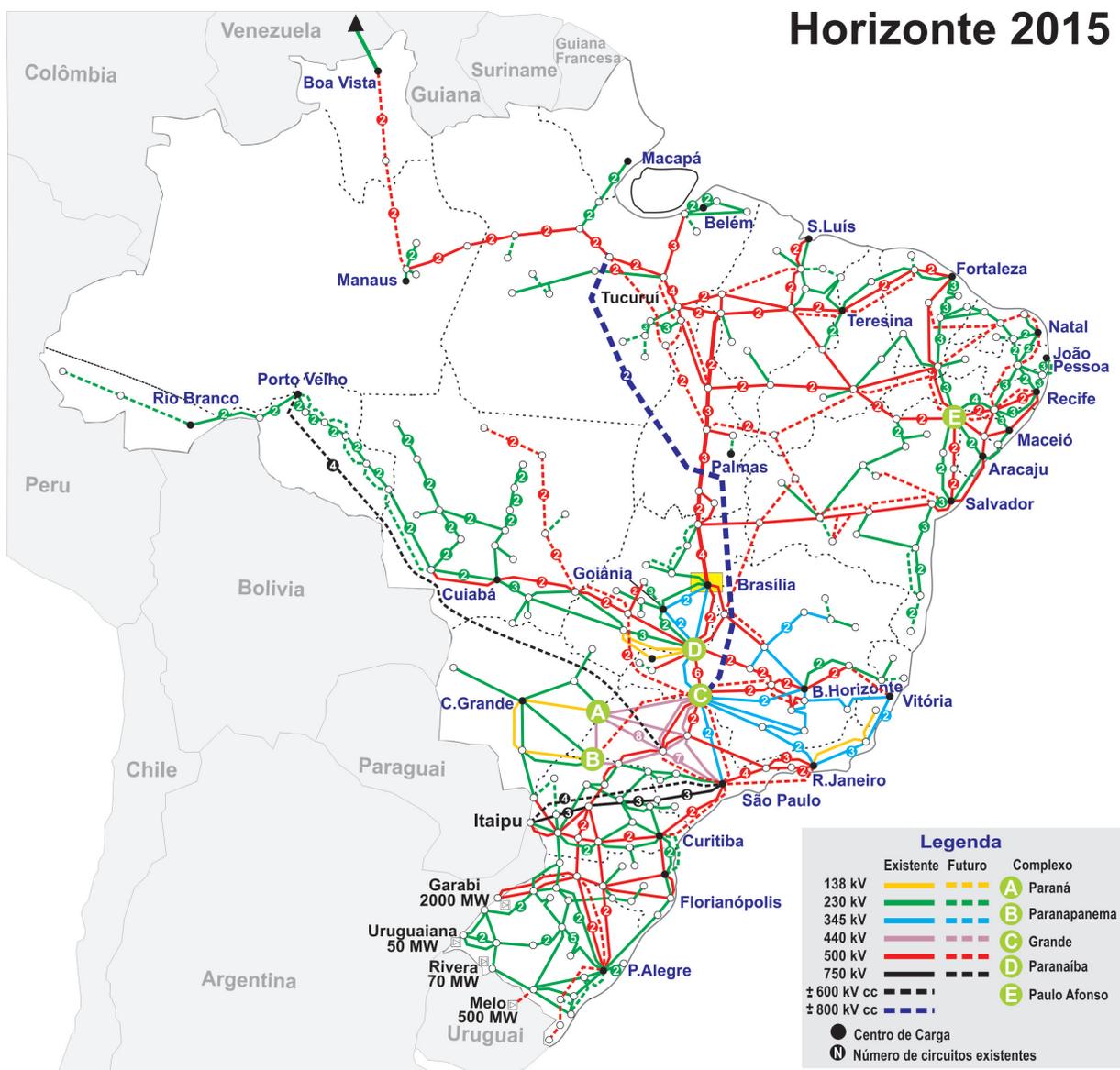
Como já dito no capítulo 1, o SIN é um sistema que engloba geração e transmissão de energia elétrica, com dimensões e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, contemplando as cinco regiões do Brasil.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, através do módulo 1, o SIN possui capacidade instalada de geração composta, em sua grande maioria por usinas hidrelétricas, que são distribuídas por 12 bacias hidrográficas em diferentes regiões do País. Além das usinas hidrelétricas também é possível encontrar geração através fontes alternativas de energia, como a energia eólica. Para maior segurança do sistema, as usinas térmicas são despachadas sempre que ocorrem períodos de condições hidrológicas desfavoráveis.

A figura 30 mostra um mapa do Sistema Interligado Nacional, em que são exibidas as instalações da rede básica (a partir de 230KV). Esta rede de instalações é coordenada pelo ONS, devendo cumprir o disposto nos Procedimentos de Rede.

Desta forma, as concessionárias responsáveis por estas instalações estão sujeitas à cobrança de PV caso haja indisponibilidade das mesmas.

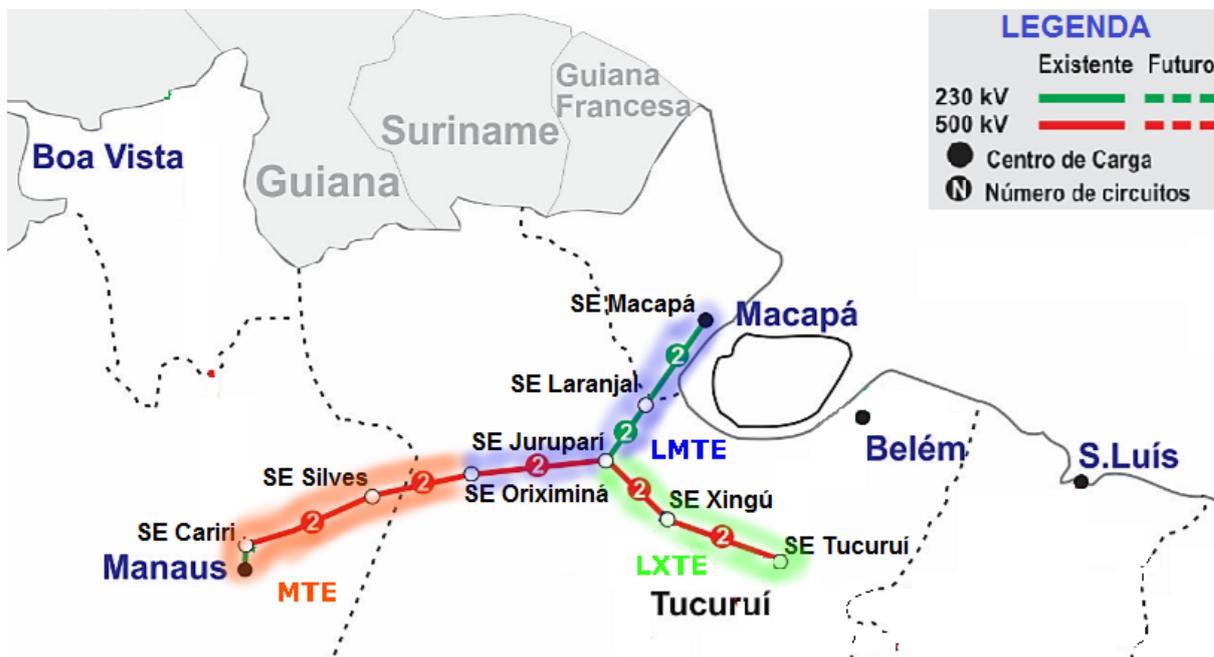
Figura 30 – Mapa do SIN



Fonte: (ONS, 2015)

O “Linhão de Tucuruí” engloba 9 subestações alocadas entre Tucuruí, Macapá e Manaus. O empreendimento é composto por 3 diferentes concessões, divididos conforme figura 31.

Figura 31 – SIN – trecho em estudo



Fonte: Os autores

A concessão dos projetos LMTE e LXTE pertence à empresa espanhola ISOLUX INGENIERIA, a qual delega a operação e manutenção de seus projetos à empresa PLENA TRANSMISSORAS. Já a concessão do projeto da Manaus Transmissora de Energia (MTE) pertence a empresa ELETROBRÁS. Todo o trecho em estudo faz a utilização de circuito duplo, sendo que a derivação Jurupari-Macapá opera em 230KV e o restante do trecho em 500KV.

4 ANÁLISES E RESULTADOS

Este capítulo abordará a descrição da metodologia aplicada, conforme descrito abaixo, mostrando de forma detalhada a maneira que foram feitas as análises em cima de diagramas funcionais, oscilografias e casos propostos a respeito de pagamento de parcela variável aplicável ao SIN, obtendo resultados que possibilitam mostrar que a proteção de reatores shunt pode impactar positiva ou negativamente no faturamento de uma transmissora de energia elétrica. Esta metodologia será aplicada a dados coletados na região norte do Brasil, contemplando os projetos LMTE e LXTE, que possuem 6 subestações no total e foram mostrados previamente no tópico 3.5.

Primeiramente serão analisados os diagramas funcionais referentes ao circuito 2 da linha de transmissão (LT) entre as subestações (SEs) Xingú (XNG) e Juruparí (JRP), onde serão destacados todos os pontos relacionados à proteção do reator shunt “7RAZ”.

Na sequência, serão analisadas oscilografias relativas a dois casos reais de atuação da proteção dos reatores shunt: o primeiro caso referente ao reator do circuito 2 da LT XNG-JRP, no terminal Xingú e o segundo caso relacionado ao reator situado no circuito 1 da linha que sai da SE LRJ em direção à cidade de Macapá. Nessas oscilografias serão analisadas as características das faltas, visando encontrar sua procedência e mostrar a atuação das proteções nos devidos momentos.

Finalmente, serão analisadas quanto ao pagamento de parcela variável os dois cenários reais citados no parágrafo acima e mais três casos fictícios relacionados a atuação das proteções dos reatores shunt e os tempos de disponibilização dos equipamentos. Serão detalhadas as forma de pagamento, respeitando a legislação vigente e mostrados os valores que deveriam ser pagos em cada caso.

4.1 ANÁLISES DOS DIAGRAMAS FUNCIONAIS

A análise dos diagramas funcionais teve como objetivo identificar a topologia de conexão dos reatores, dos primários dos TCs próximos aos reatores e a conexão dos secundários dos TCs na saída dos relés de proteção, explicando ainda outros fatores relevantes relacionados com a proteção. Para tanto, foi utilizado o diagrama funcional intitulado *SE Xingú Proteção e Controle LT Juruparí C2*, que foi obtido junto a empresa Plena Transmissoras. Nesse funcional foram localizadas as partes relacionadas às proteções do reatores shunt, as quais correspondiam as figuras 32, 33, 34, 35, 36 e 37.

Analisando-se a Figura 32, é possível observar que dentro da marcação em vermelho, no canto superior esquerdo, existem números presentes dentro de circunferências, com setas indicando um sinal de *trip*. Esses números representam funções de proteção de acordo com o código ANSI para proteção, nesse caso as proteções intrínsecas do reator em estudo, sendo elas as seguintes:

- 63 – Relé Bucholz (relé de gás);
- 63V – Válvula de alívio de pressão;
- 49 – Sobretemperatura de enrolamento; e
- 26 – Sobretemperatura de óleo.

No interior das marcações em azul, encontram-se os reatores shunt e o de neutro. Os shunt são representados com o código *7RAZ* e o de neutro representado por *7RNAZ* (que é um reator a seco). A Figura 32 exibe uma parte do diagrama funcional e mostra que existem 3 (três) reatores monofásicos de 45,3MVA cada (que são reatores com isolamento a óleo), totalizando 135,9MVA para o circuito em questão, sendo que o banco de reatores aparece conectado a linha de transmissão somente através de uma chave seccionadora. Isso é, o banco é não manobrável, o que significa que ele não pode ser inserido ou desinserido do sistema com a LT energizada.

Uma observação importante a respeito desses reatores de linha é que eles não são reatores comuns (os quais são encontrados em quase todas as instalações no Brasil), possuindo bobinas secundárias e exercendo também a função de transformação de tensão, onde os secundários são conectados em delta (conforme exibido no lado esquerdo, dentro da marcação em azul) e utilizados para alimentar a subestação Xingú em 13,8kV.

Ainda na Figura 32, é possível observar os TCs das buchas de alta tensão, de neutro e o TC de campo, que fica conectado entre a bucha de neutro e o reator de neutro. Seguindo o diagrama unifilar, da extremidade da bucha de alta *H1* em direção à bobina do reator shunt, existem 3 (três) TCs. Os 2 (dois) primeiros são *10B200*, o que significa que eles são TCs utilizados para serviços de proteção, pois segundo Carvalho, a norma ABNT NBR 6856 dispõe que o número *10* antes da letra *B* representa a classe de exatidão, indicando um erro de transformação de 10%, que é tipicamente utilizado nos serviços de proteção. Ainda segundo a NBR 6856, a letra *B* quer dizer que os TCs possuem baixa impedância interna em seus enrolamentos e que elas podem ser desprezadas nos cálculos para ligação de relés de proteção. Já o número *200* após o *B* representa a tensão nominal no secundário desses TCs (em volts), o que significa que ele pode ser utilizado com uma carga de até 10Ω (carga nominal x corrente secundária nominal x 20 = $10\Omega \times 1A \times 20 = 200V$). Além disso,

eles possuem relação de transformação de 2000:1. Os dois TCs são conectados aos relés de proteção UPD2Z (ABB RET670) e UPD4Z (ABB REF615) respectivamente, conforme ilustrado.

Uma observação importante a respeito da Figura 32 é que ela apresenta um erro em relação à carga suportada pelos TCs, onde é indicado que eles são *10B160* equanto na verdade eles são *10B200*, o que pode ser comprovado observando o diagrama trifilar mostrado na Figura 33 e também nos dados de placa dos reatores, presentes no Anexo A, página 108, que mostra na tabela “transformador de corrente” os reais valores de erro e carga de cada TC, os quais são referenciados pelas letras que vão de *A* até *E*.

Na sequência, após os TCs referidos anteriormente, tem-se o TC de imagem térmica, o qual faz a leitura de sensores de temperatura e envia as medições para um relé que traduz os valores de corrente medidos em valores de temperatura, monitorando dessa forma a temperatura do reator.

Na bucha de neutro, encontra-se um TC 0,3C25, que segundo Carvalho dispõe sobre as regras da ABNT para transformadores de corrente, significa que ele é um TC utilizado para serviços de medição, possuindo classe de exatidão 0,3, que significa 0,3% de erro de transformação e sua carga máxima no secundário é 25VA, sendo ele conectado na controladora UCD1Z, que foi cortada da Figura mas pode ser observada no Anexo A. Na mesma bucha existe também um TC semelhante aos dois primeiros descritos, que leva os valores da corrente de neutro da bucha do reator para o relé UPD2Z (ABB RET670), que faz o papel da proteção unitária.

Ao fim da bucha de neutro *H0*, existe um para-raio com tensão nominal de 60kV, que faz a proteção de sobretensão no neutro, que pode ser resultado do desbalanço entre as fases conectadas em estrela com reator de neutro.

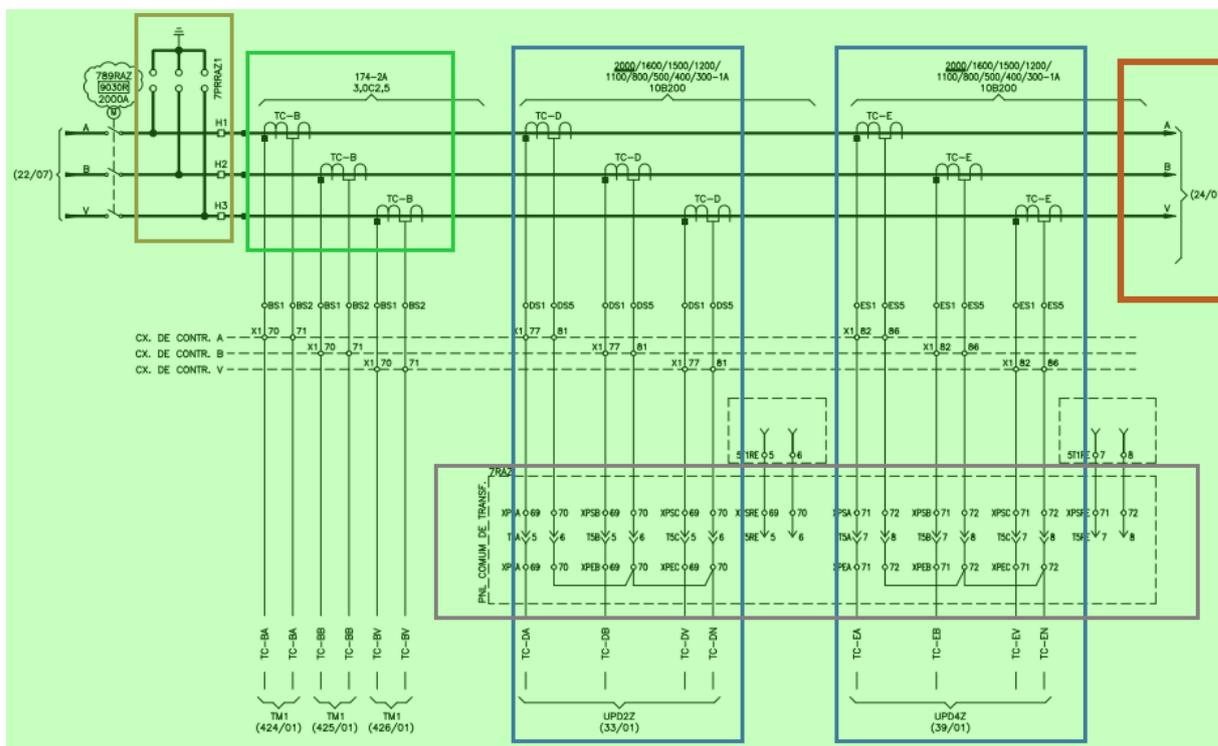
Após o para-raio, observa-se um TC, o qual é utilizado para medir as correntes que passam pelo reator de neutro em direção à terra. O simples fato de existir esse TC e um reator de neutro já remete ao fato de o banco de reatores ser conectado em estrela aterrada, pois se a conexão fosse em delta, o quarto reator (reator de neutro) não existiria.

Na figura 33 observa-se o diagrama trifilar que mostra a ligação dos TCs de proteção e alguns outros aparatos também relacionados à proteção, no trecho imediatamente antes da chegada ao reator (o reator se encontra conectado à extensão do desenho, na marcação em vermelho).

O primeiro item relevante a ser observado são os para-raios, os quais fazem a proteção de sobretensão dos reatores imediatamente antes da bucha de alta tensão de cada reator monofásico do banco. Os para-raios das fases *A*, *B* e *V* estão indicados dentro da marcação na cor marrom.

Na marcação em verde é possível observar os TCs de imagem térmica,

Figura 33 – Funcional 2



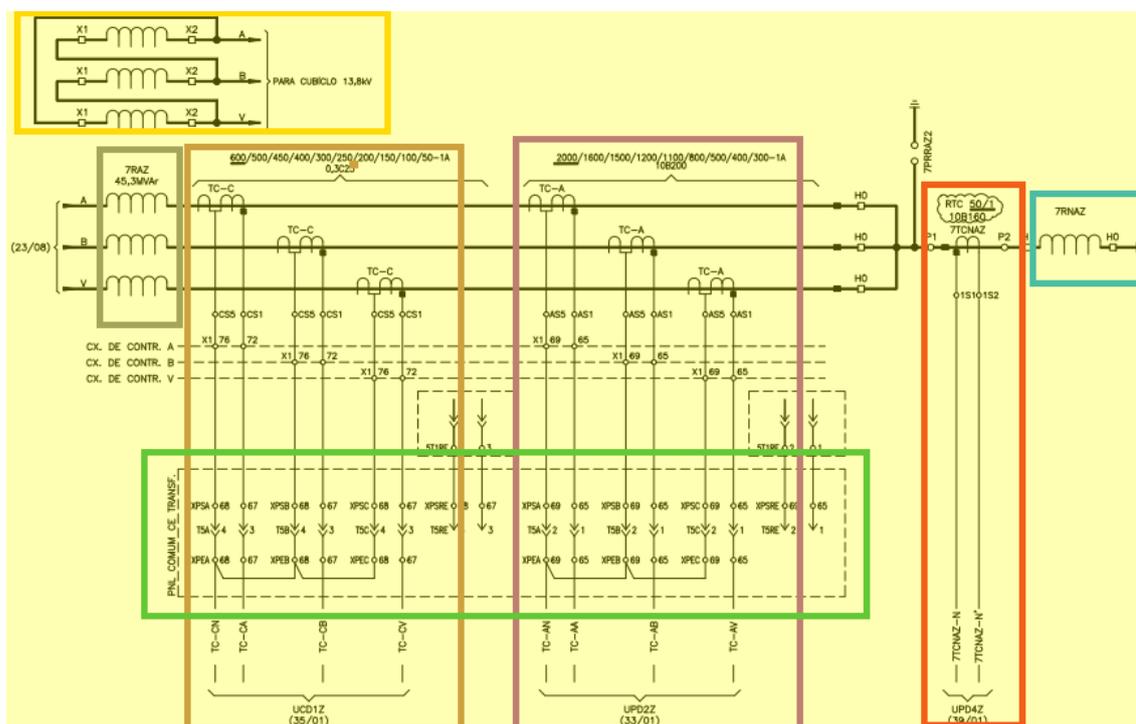
Fonte: (LXTE, 2014)

os quais possuem relação de transformação de 174:2A, erro de transformação de 3% e carga de 2,5VA (3C2,5), que conforme já explicado anteriormente, tem seus secundários ligados a um relé no próprio reator que faz a proteção contra sobretensão.

Em seguida, na marcação em azul, têm-se dois TCs de bucha distintos, o que é evidenciado pelas nomenclaturas “TC-D” e “TC-E”. Esses TCs são os mesmos observados na Figura 32 e descritos anteriormente, executando a função de proteção, que pode ser confirmada tanto pelo erro de transformação dos referidos TCs (10%) quanto pela descrição constante nos dados de placa dos reatores do banco, presentes no Anexo A, na página 108. Ambos os TCs tem seu secundário ligado a um painel de transferência, o qual é utilizado para comutar as medições utilizadas quando existe a necessidade do uso do reator reserva. Após esse painel, as medições dos TCs D e E chegam aos relés de proteção unitária (UPD2X — ABB RET 670) e gradativa (UPD4X — ABB REF 615), respectivamente.

Na Figura 34, observa-se o segmento que vai desde os enrolamentos dos reatores até o aterramento da conexão em estrela com um reator de aterramento. Considerando-se o desenho com destaque em amarelo, é possível afirmar que o reator em derivação em questão é um reator transformador, conforme mencionado no tópico 2.2.4, na página 34, o qual é utilizado para alimentar o serviço auxiliar da

Figura 34 – Funcional 3



Fonte: (LXTE, 2014)

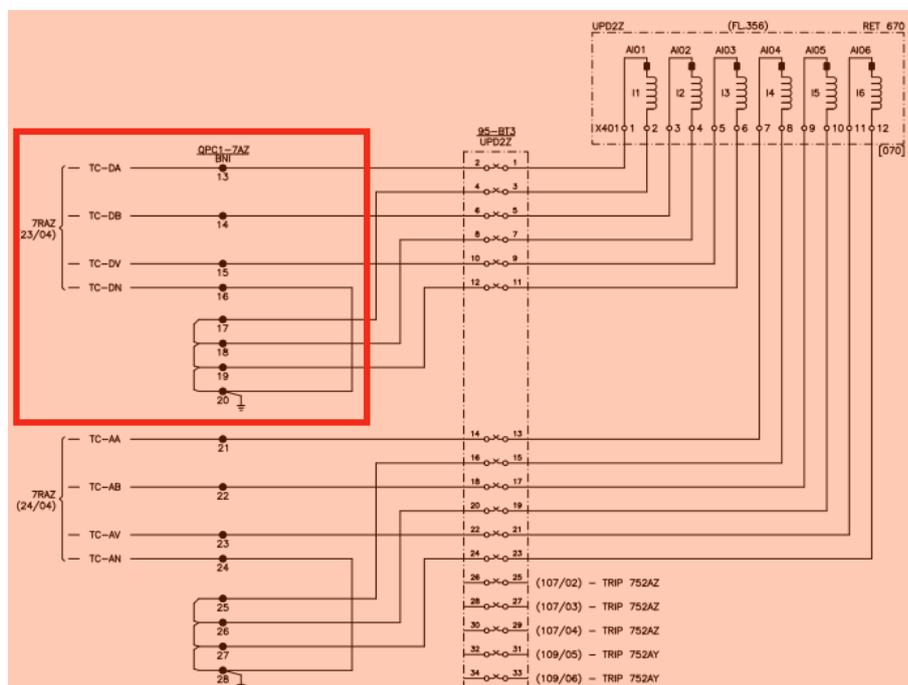
subestação em 13,8KV. Na sequência, com destaque em cinza, estão representadas os enrolamentos dos três reatores monofásicos de 45,3MVAR, que são interligados formando um banco de reatores trifásico.

Na bucha de neutro, ou seja, na parte representada na Figura 34 que fica entre o enrolamento do reator 7RAZ e o para-raio 7PRRAZ2, encontram-se dois TCs distintos (dois em cada reator do banco), sendo que o “TC-C” destacado em marrom é utilizado para medição, tendo erro de transformação de 0,3% e carga máxima de 25VA, enquanto que o “TC-A” destacado na cor violeta é utilizado para a proteção e possui erro de transformação de 10% e 200V de tensão nominal no seu secundário. Ambos os TCs passam pelo painel de transferência destacado em verde, que conforme explicado anteriormente, é utilizado quando existe a necessidade do uso do reator reserva. Ressalta-se que o secundário do TC de medição, após passar pelo painel de transferência é conectado à unidade de controle digital UCD1Z, enquanto que o secundário do TC de proteção é conectado à unidade de proteção digital UPD2Z, que é responsável por executar a proteção diferencial no equipamento.

Destacado em vermelho está o TC 7TCNAZ que é responsável por alimentar, com valores secundários, a unidade de proteção digital UPD4Z, que é responsável por exercer a função sobrecorrente (50/51 segundo o código ANSI). Após ele, com destaque em azul, é mostrado o reator de aterramento 7RNAZ (que é conectado às buchas de neutro e a terra) utilizado para a conexão trifásica do banco de reatores em

estrela aterrada com reator de aterramento.

Figura 35 – Funcional 4



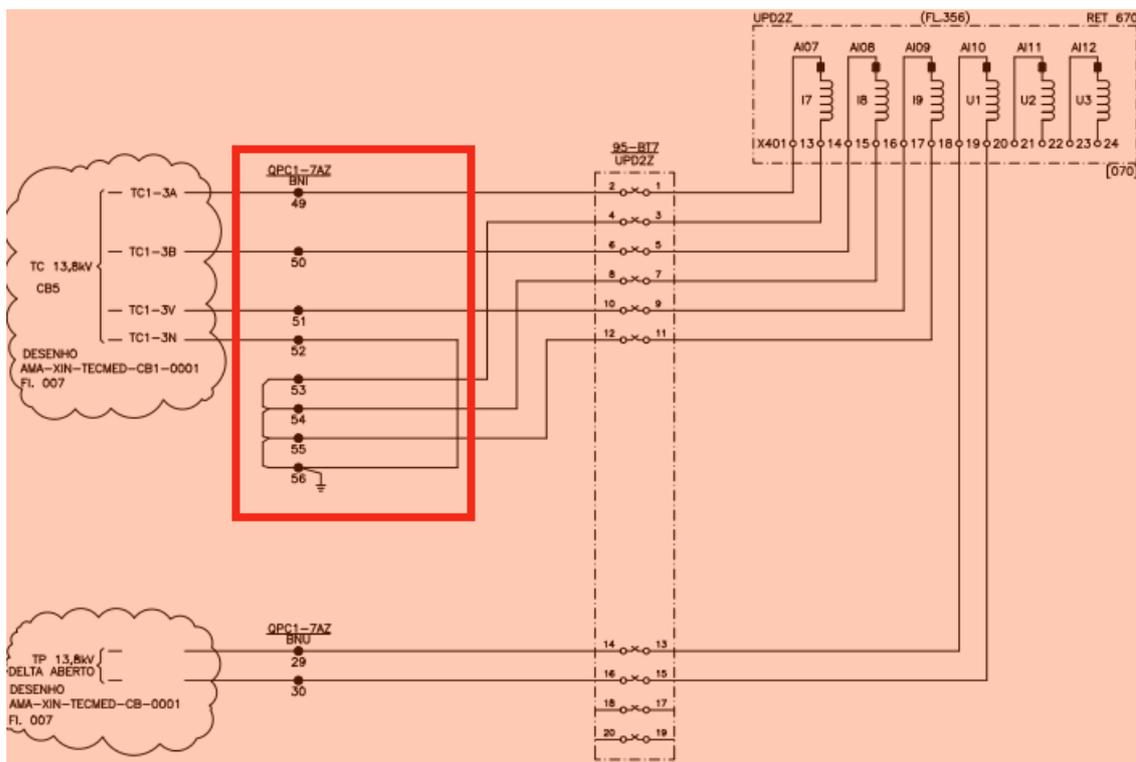
Fonte: (LXTE, 2014)

A Figura 35 mostra o esquema de conexão dos secundários dos TCs A e D com a unidade de proteção digital UPD2Z, que faz a proteção diferencial do equipamento, utilizando as leituras de valores de corrente tanto na bucha de alta (TC-D) quanto na bucha de neutro (TC-A). Nessa figura, é interessante observar que, após os secundários dos TCs serem conectados ao relé de proteção (UPD2Z) eles também são conectados em estrela aterrada, seguindo o modo de conexão do banco de reatores. Essa conexão pode ser observada na figura através dos pontos 17, 18, 19 e 20 para o “TC-D” e dos pontos 25, 26, 27 e 28 para o “TC-A”.

Na Figura 36, destaca-se a conexão do secundário de TCs ligados ao secundário dos reatores transformadores em questão, que tem seu fechamento em delta (fornecendo 13,8KV para o serviço auxiliar). Esses TCs são conectados a unidade de proteção digital UPD2Z (ABB – RET 670), novamente com um fechamento em estrela aterrada na traseira do relé. Existe também um TP que é conectado ao delta, fornecendo leitura de valores de tensão para a unidade de proteção. Esses TCs e TP citados podem ser utilizados para a proteção diferencial e de sobretensão do trecho envolvendo o secundário do reator transformador. No entanto, até o desenvolvimento do presente trabalho, não existiam proteções ativas utilizando os componentes citados.

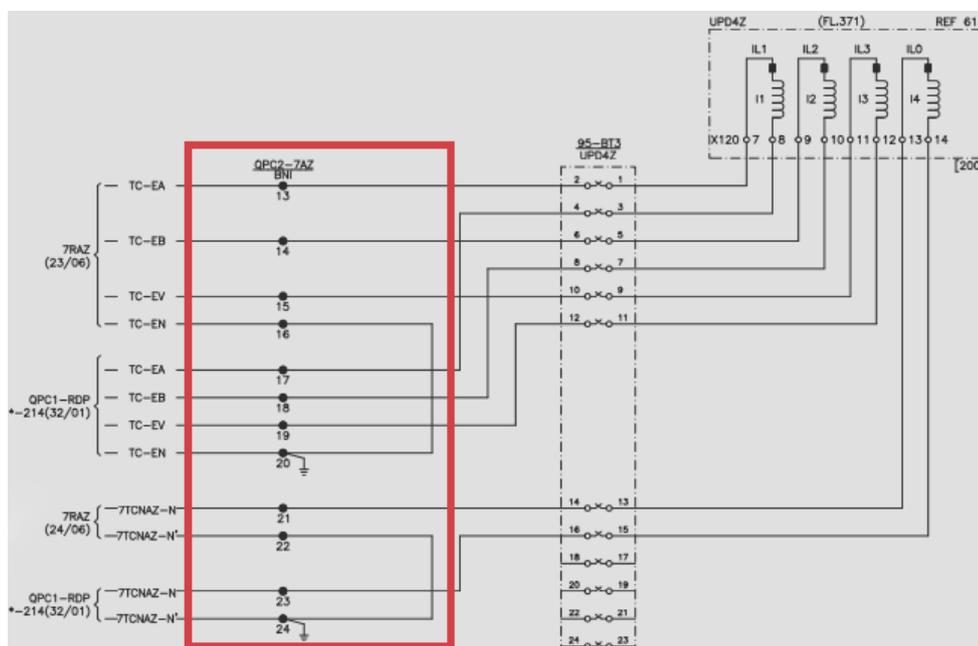
A Figura 37 mostra a conexão dos TCs ao relé ABB REF 615, o qual é utilizado para realizar as proteções de sobrecorrente (50/51) do reator em derivação.

Figura 36 – Funcional 5



Fonte: (LXTE, 2014)

Figura 37 – Funcional 6



Fonte: (LXTE, 2014)

Nela, é possível observar com certa facilidade que os TCs que são ligados à saída do relé são o TC de bucha de alta “TC-E” e o TC de neutro encontrado em campo “7TC-

NAZ” (os dois são TCs de proteção), notando-se também que ambos os TCs possuem uma conexão de neutro (“TC-EN” e “7TCNAZ-N”) que na verdade é aterrada e utilizada como referência. Outro ponto importante de se ressaltar é que os referidos TCs possuem uma potência nominal suficientemente elevada para suportar a conexão de mais de um equipamento em seus secundários. Por isso, os mesmos TCs são conectados em série à unidade de proteção digital UPD4Z e ao registrador de perturbações (RDP), que é representado na figura através do rótulo “QPC1-RDP”.

É importante destacar que os TCs mencionados até agora são dimensionados conforme especificações que são obtidas através de estudos de curto-circuito. Eles são projetados para suportar a corrente máxima de curto circuito no ponto em que estão localizados, evitando assim a queima do equipamento na primeira falta.

4.2 ANÁLISES DE OSCILOGRAFIAS

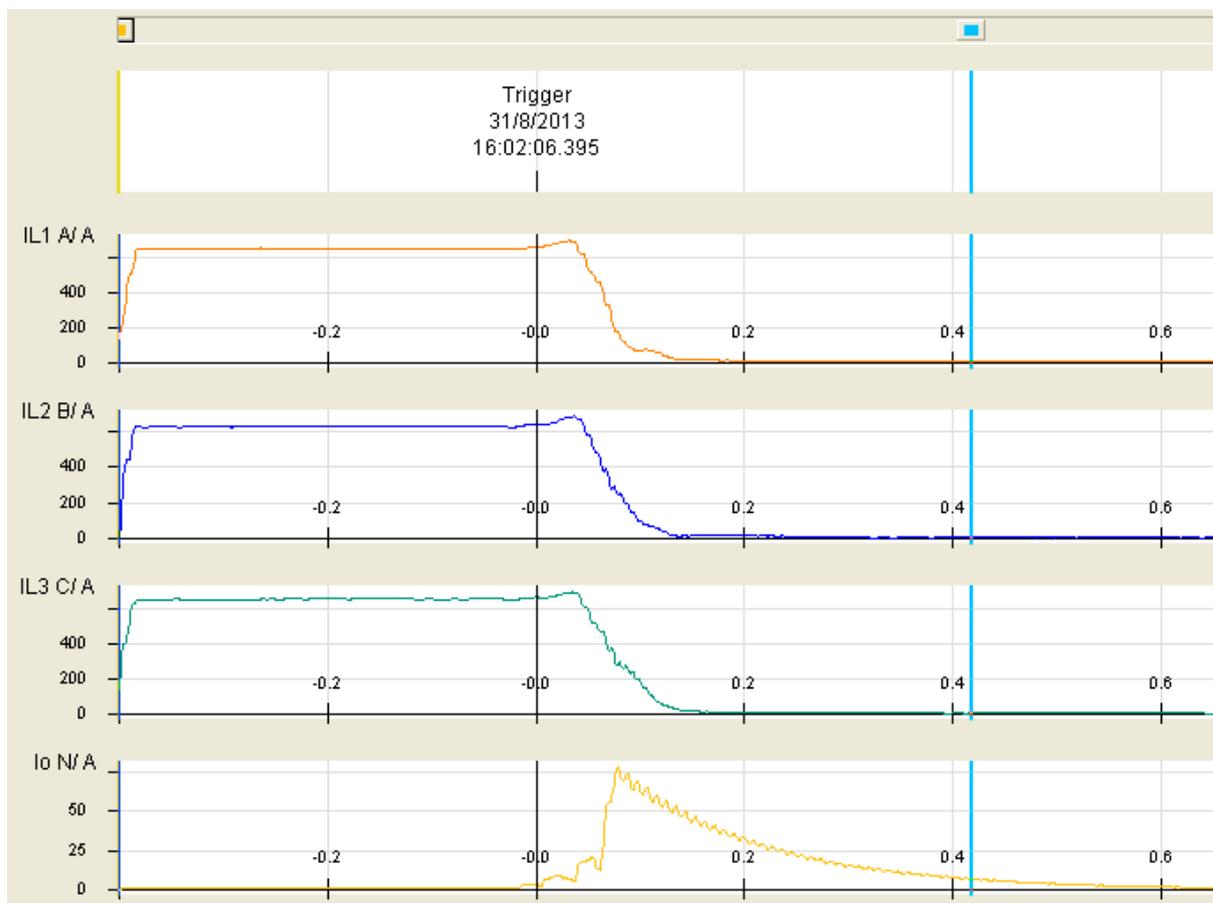
No presente tópico serão analisadas duas oscilografias reais relacionadas a atuação de relés de proteção de reatores em derivação presentes em duas subestações distintas do projeto do “Linhão de Tucuruí” (o projeto interliga os estados Amapá e Amazonas ao SIN através de Tucuruí-PA), as quais estão entre as 6 (seis) subestações operadas pela empresa Plena Transmissoras.

Para uma análise satisfatória, serão averiguados os principais itens que são investigados por uma empresa de transmissão de energia, como: possíveis causas para a atuação e se a atuação foi correta, intensidade da falta, tempo de atuação da proteção, duração da falta, localização da falta, tipo de proteção atuante, dentre outros. Ao final da análise de cada oscilografia, tomando como base os relatórios diários de operação e os relatórios de desligamento forçado expedidos pelo COS (Centro de Operação do Sistema) da empresa, serão informados os tempos que foram necessários para que os equipamentos fossem novamente disponibilizados para o ONS. Os exemplos reais utilizados para a análise de oscilografias também serão aproveitados dentre os exemplos de análise de pagamento de parcela variável, constando na seção 4.2.1.

4.2.1 Primeira Análise

Para a primeira análise, temos uma oscilografia referente a uma atuação da função de sobrecorrente (50/51) do relé de proteção do reator-transformador em derivação não manobrável, do circuito 2 (dois) da LT XNG-JRP (linha de transmissão entre as SEs Xingú e Juruparí), sendo o equipamento pertencente a SE Xingú. O evento em questão ocorreu no dia 31/08/2013 às 16 horas e 02 minutos e tem sua oscilografia ilustrada nas figuras 38, 39, 40 e 41.

Figura 38 – Oscilografia 1 - parte 1



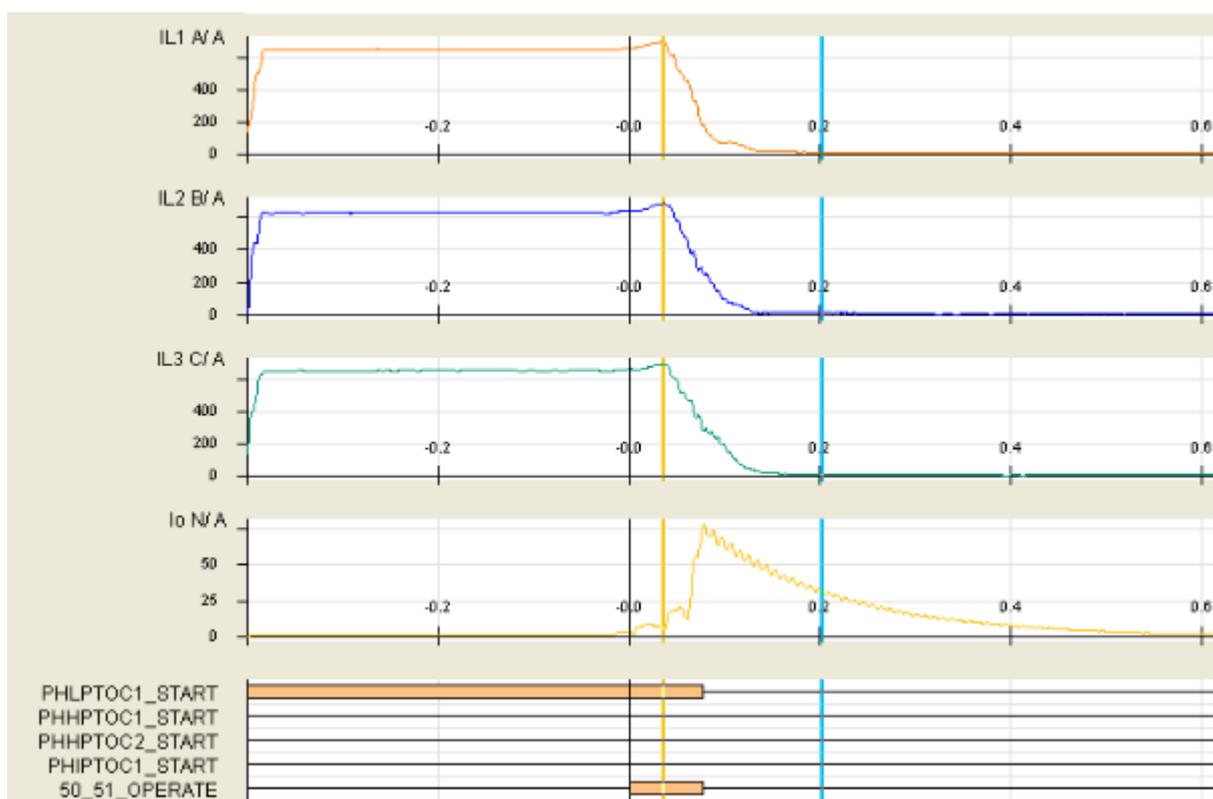
Fonte: Produzido pelos autores

Na oscilografia da falta mostrada na figura 38, observa-se as correntes na bucha de alta dos três reatores-transformadores do banco trifásico em operação na SE Xingú e também a corrente de aterramento, representada pela medição I_0 N/A, resultante no fechamento em estrela aterrada através do reator de aterramento.

Em uma análise superficial da figura, já é possível afirmar que a falta foi trifásica, pois a corrente assume comportamentos semelhantes nas três fases, sendo $IL1$ A/A a medição de corrente da fase A, $IL2$ B/A a da fase B e $IL3$ C/A a medição da fase C. Os valores detectados para as correntes durante a falta, nos trechos lineares das curvas, foram de 655A, 627A e 650A para as fases A, B e C, respectivamente (o valor de corrente para a tensão nominal de $500/\sqrt{3}V$ é de 173A). Esses valores permaneceram praticamente constantes até o momento do disparo da proteção (“trigger”), representado com uma linha da cor preta cortando o gráfico no instante em que o tempo é igual a 0 (zero). Do momento do disparo em diante, os valores das correntes de fase sofrem um leve aumento e logo em seguida diminuem até que acontece a extinção da falta. Isso acontece porque o sinal de “trigger” é o comando para a abertura do disjuntor e desenergização do equipamento. No entanto, o tempo de abertura

dos disjuntores, que costuma durar em torno de 35ms, sendo que as três fases nem sempre abrem no mesmo exato momento, faz com que a corrente nas fases durante o período de abertura do disjuntor obedeça uma certa linearidade após a leve elevação dos valores, até que chega a zero com a completa abertura do disjuntor. Concomitantemente com a redução das correntes de fase no período de abertura do disjuntor, ocorre uma elevação na corrente de terra I_0 , a qual é resultado de um leve desbalanço nas fases causado pela abertura não simultânea dos três polos do disjuntor.

Figura 39 – Oscilografia 1 - parte 2

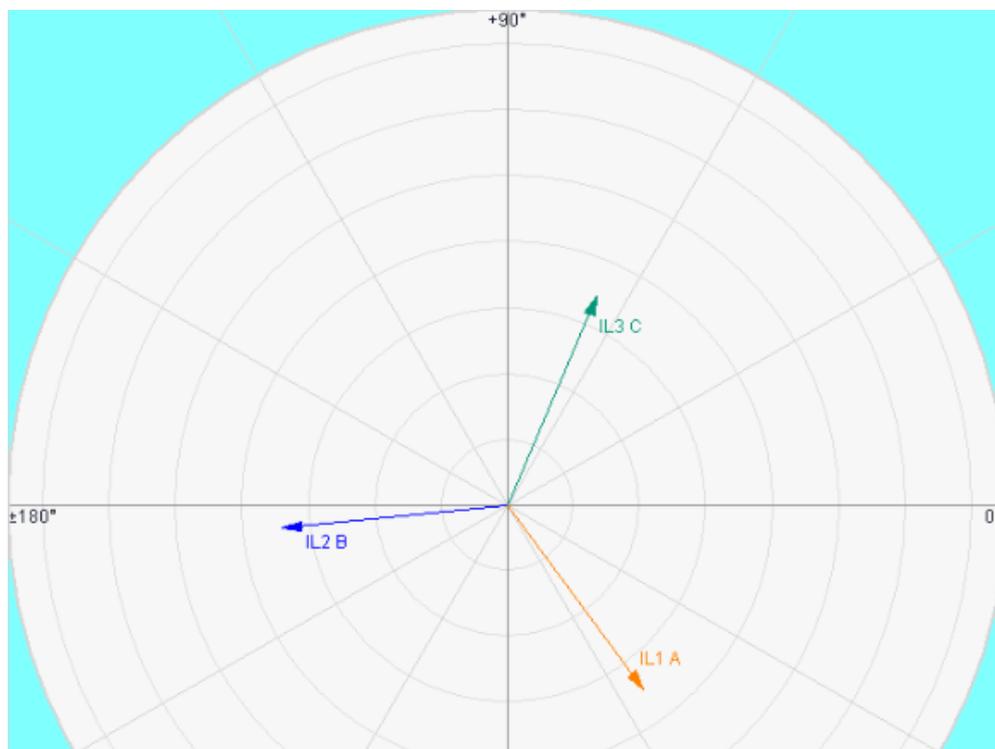


Fonte: Produzido pelos autores

Na figura 39 pode-se observar, além do gráfico dos valores de corrente, os registros das saídas binárias do relé. Através das saídas binárias, percebe-se que a falta não teve origem no momento em que o tempo é igual a -0,4s, pois as correntes de fase não partem de seu valor nominal e a temporização da proteção de sobrecorrente (através do bloco PHLPTOC1, do relé ABB REF 615) já havia começado a contagem do tempo antes do registrado na oscilografia, sendo que a pré-falta não foi computada na oscilografia. Isso aconteceu porque o tempo de gravação no período anterior ao “trigger” estava configurado para 400ms, enquanto que a temporização do relé para a falta em questão precisou de um tempo ligeiramente maior para que houvesse comando de *trip* e consequente abertura do disjuntor. Nesse caso é possível perceber que o *trip* foi originário de uma sobrecorrente nas fases apenas observando

a saída binária chamada “50.51_OPERATE”, a qual começa a ser registrada no exato momento do “trigger”.

Figura 40 – Oscilografia 1 - diagrama fasorial



Fonte: Produzido pelos autores

Na figura 40, observa-se um diagrama fasorial do momento em que ocorreram os maiores valores durante a falta, representado na figura 39 através da linha do cursor amarelo que atravessa todos os gráficos verticalmente. No diagrama são mostradas as correntes das fases A, B e C com as devidas defasagens angulares. A corrente de terra I_0 , no entanto, não pode ser percebida no gráfico devido à escala do mesmo (a corrente I_0 no referido momento possui valor praticamente insignificante se comparada com a corrente nas fases).

Os valores registrados no diagrama fasorial foram:

- $IL1A = 692 \angle -54^\circ A$
- $IL2B = 682 \angle -174^\circ A$
- $IL3C = 688 \angle 67,1^\circ A$
- $I_0N = 2,65 \angle -177,8^\circ A$

Se somados os valores das correntes das três fases, tem-se um valor calculado aproximado para I_0N :

$$I_0N = IL1A + IL2B + IL3C \quad (4.1)$$

$$\therefore I_0N = 692\angle -54^\circ + 682\angle -174^\circ + 688\angle 67,1^\circ \approx 4,63\angle 145,1^\circ \text{ A} \quad (4.2)$$

Os valores encontrados para I_0N através da equação 4.2 não são idênticos aos valores medidos e encontrados na oscilografia. No entanto, levando-se em conta a classe de exatidão dos TCs para serviços de proteção (erro de 10% nas medições), o valor calculado pode ser considerado correto por estar dentro de uma margem de erro tolerável.

Assim como foram destacados, os valores das correntes do diagrama fasorial também podem ser verificados na figura 41, que mostra uma tabela com os valores RMS medidos naquele exato momento já citado, que é no instante em que o tempo do gráfico é de 36,5 milissegundos.

Figura 41 – Oscilografia 1 - valores máximos registrados simultaneamente

Measuring Signal	Value	Phase	Extremum	DC	DC	2.Harmon.	3.Harmon.	5.Harmon.
IL1 A	692 A	-54,0°	-992,2 A	-8,4 A	-1,2%	1,0%	0,4%	0,1%
IL2 B	682 A	-174,0°	968,8 A	-4,6 A	-0,7%	1,2%	0,3%	0,2%
IL3 C	688 A	67,1°	960,9 A	-6,5 A	-0,9%	1,0%	0,4%	0,2%
Io N	2,65 A	-177,8°	-1,758 A	-1,7 A	-65,5%	135,6%	12,3%	8,6%

Fonte: Produzido pelos autores

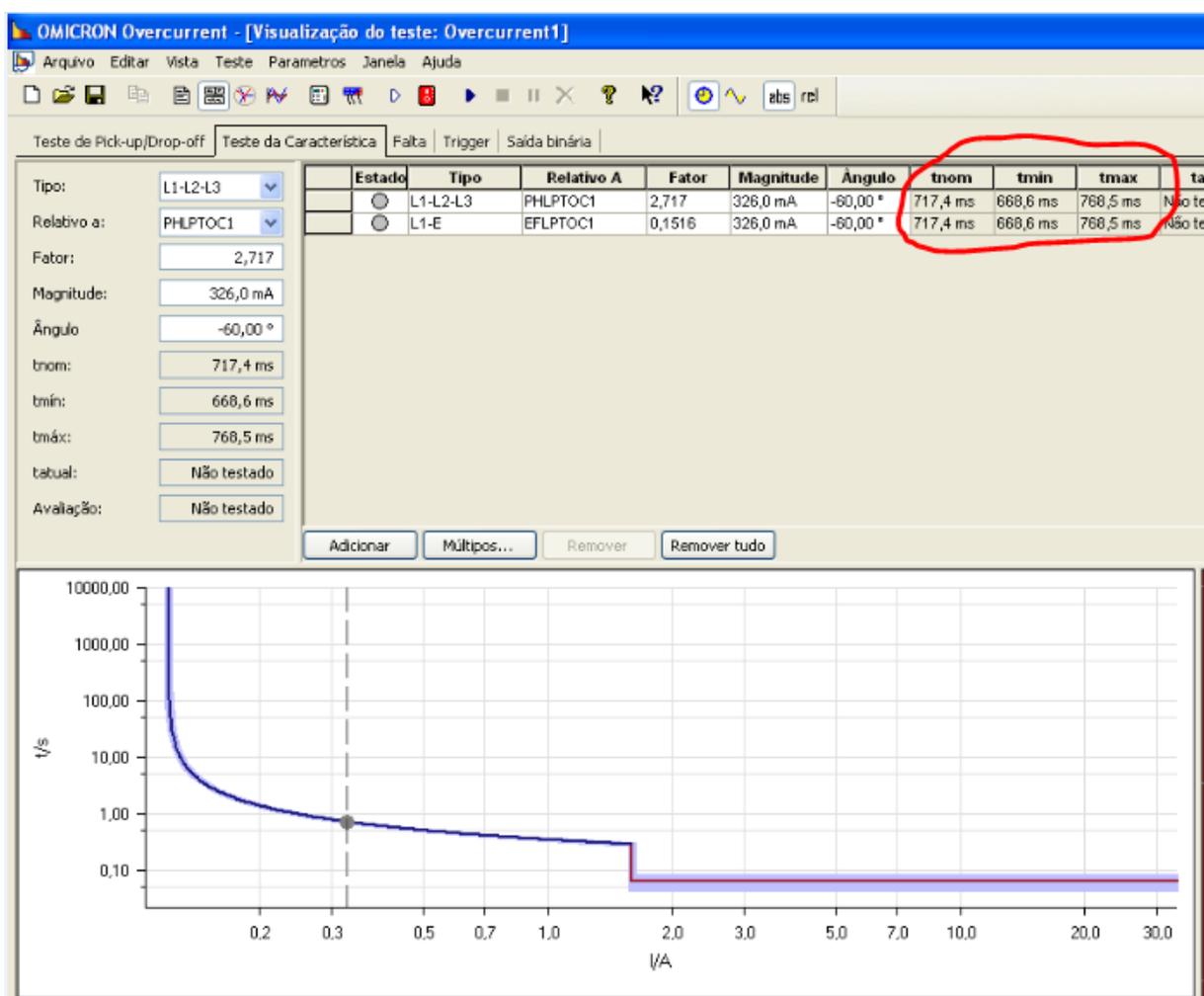
Na mesma figura, também é importante destacar os valores das componentes DC e das harmônicas presentes nas medições, as quais são citadas no trabalho de Souza Alves (2011). Nesse trabalho é explicado que a forte predominância de frequências harmônicas de segunda e terceira ordem acontece devido a uma possível saturação no circuito magnético do TC. Essa saturação, por sua vez, é originária de um fluxo magnético contínuo causado pelas correntes DC.

Nas fases, os valores das componentes DC são bem baixos quando comparados às componentes AC, representando $-1,2\%$, $-0,7\%$ e $-0,9\%$ para as fases A, B e C, respectivamente. Já no neutro, a componente DC passa a ocupar uma representatividade bem maior, com $-65,5\%$, como já era esperado na literatura. Enquanto isso, as componentes harmônicas que registram maior presença são as segundas harmônicas, no neutro, uma vez que nas fases elas são praticamente inexistentes.

Segundo a literatura, as manobras que mais geram componentes DC e segundas harmônicas são as de energização dos reatores. No entanto, durante a desenergização elas também podem surgir, sempre que há um desequilíbrio entre as fases, ainda que ele seja resultante de tempos diferentes no fechamento dos polos do disjuntor. Além disso, os valores percentuais podem se alterar de acordo com a intensidade da falta e o desequilíbrio entre as fases.

Na figura 42 são mostrados tanto o gráfico dos ajustes da função sobrecorrente temporizada (51) do relé quanto da instantânea (50), além de mostrar a localização na curva do ponto referente à falta em questão, mostrando qual deveria ser o tempo de atuação do relé.

Figura 42 – Representação da falta, com os ajustes do relé ABB - REF 615



Fonte: Produzido pelos autores

O ponto marcado na curva do gráfico representa a falta trifásica em estudo, sendo 326mA a corrente medida no secundário do TC da fase A durante o período da falta em que o comando de abertura do disjuntor ainda não havia sido disparado. Quando adicionado o ponto a essa curva, logo o programa **OMICRON Overcurrent**

calcula os tempos mínimo, nominal e máximo para a geração do sinal de *trip*. Nessa falta, como quem atuou foi a função de sobrecorrente temporizada, o bloco do relé que o programa simulou foi o “PHLPTOC1”, o qual gerou como resultados os tempos de 717,4ms, 668,6ms e 768,5ms (valores em destaque no gráfico), correspondendo aos tempos nominal, mínimo e máximo, respectivamente. Voltando a figura 39, observa-se que a falta foi maior do que os 400ms registrados antes da origem do gráfico, tendo uma probabilidade muito grande de haver gerado *trip* num tempo muito próximo ao nominal de atuação, de 717,4ms.

A curva de sobrecorrente instantânea do relé é representada pelo bloco PHHPTOC1 e é mostrada na cor vermelha no gráfico da figura 42. Nesse caso, a função 50 foi representada por uma curva IEC de tempo definido, com corrente de atuação a partir de 1,6A de valores referentes ao secundário do TC ($1,6 \times 2000 = 3200A$ referido ao primário). A temporização representada nessa curva é apenas a temporização intrínseca do relé para atuação, de cerca de 64ms nominais.

O evento que ocasionou a falta trifásica em questão foi a explosão do cubículo de fechamento do delta do secundário do reator (13,8KV) de linha “RTJRXN1” da SE XNG, afetando também o secundário do reator de linha “RTJRXN2” da mesma SE, enviando *trip* para as LTs de 500KV, XNG/JRP, circuitos 1 e 2. Segundo o relatório diário de operação RDO_LXTE_31-08-2013, o ocorrido teve origem às 16 horas e 02 minutos, sendo que os reparos para a disponibilização das linhas foram realizados até às 20 horas e 39 minutos do mesmo dia, com a duração total da indisponibilidade dos circuitos sendo de 277 minutos. É importante frisar que este foi um caso em que a proteção atuou corretamente. O estudo de seletividade do reator em questão não pôde ser exibido no trabalho devido à não liberação por parte da empresa.

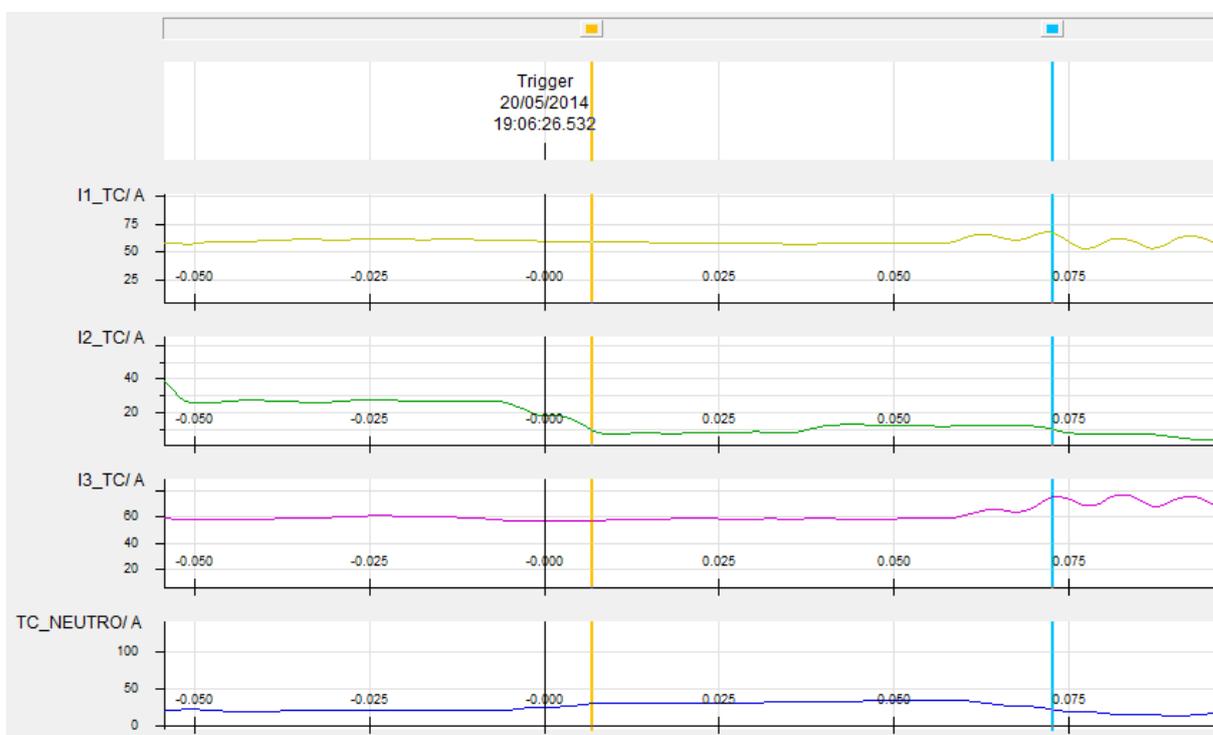
4.2.2 Segunda Análise

Para a segunda análise, temos uma oscilografia referente a uma atuação da função diferencial (87R) do relé de proteção do reator em derivação não manobrável, do circuito 2 (dois) da LT MCP-LRJ (linha de transmissão entre as SEs Macapá e Laranjal), sendo o equipamento pertencente a SE Laranjal. O evento em questão ocorreu no dia 20/05/2014 às 19 horas e 06 minutos e tem sua oscilografia ilustrada nas figuras 43, 44, 45, 46 e 47, que foram registradas em um relé de proteção ABB - RET 670 e analisadas utilizando o software de leitura de oscilografias **SIGRA 4.51**.

Na figura 43, é possível observar que houve um decaimento na corrente passante na fase B, conforme indicado no gráfico de I_2_{TC} . Ao mesmo tempo, no entanto, houve uma falta na fase B da LT MCP-LRJ, circuito 2, onde devido às proteções da linha, ocorreu a abertura monopolar da fase em falta, conforme o Relatório de Desligamento Forçado RDF-LMTE-0019-2014. Como uma falta na linha resulta em um afundamento de tensão, a corrente do reator também sofre um decaimento pro-

porcional a tensão na linha. Logo, a corrente na fase do reator também é reduzida, caracterizando uma falta externa ao reator, o que significa que houve uma atuação indevida da proteção diferencial.

Figura 43 – Oscilografia 2 - parte 1 - valores RMS



Fonte: Produzido pelos Autores

Na figura 43, também é interessante se observar que as correntes das fases A (“I1_TC”) e C (“I3_TC”) inicialmente sofrem apenas um leve desequilíbrio. No entanto, com o passar do tempo elas entram em instabilidade. Além disso, devido ao desbalanço entre as fases, há o surgimento de corrente no neutro, conforme pode ser averiguado no último gráfico da figura, denominado “TC_NEUTRO”.

De acordo com o estudo de seletividade pré-existente (vide anexo B) o valor da corrente de pickup para a proteção diferencial foi ajustado para ser 70% da contribuição mínima do reator para uma corrente de falta $3I_0$. Isto é, 4% da corrente nominal dos TCs (1200A), que corresponde a um valor de **48A** para a corrente de pickup.

Ainda na mesma figura, no momento da linha do *trigger*, houve a partida da proteção para checagem de demais parâmetros e consequente envio de sinal de *trip*. Naquele momento os valores registrados foram:

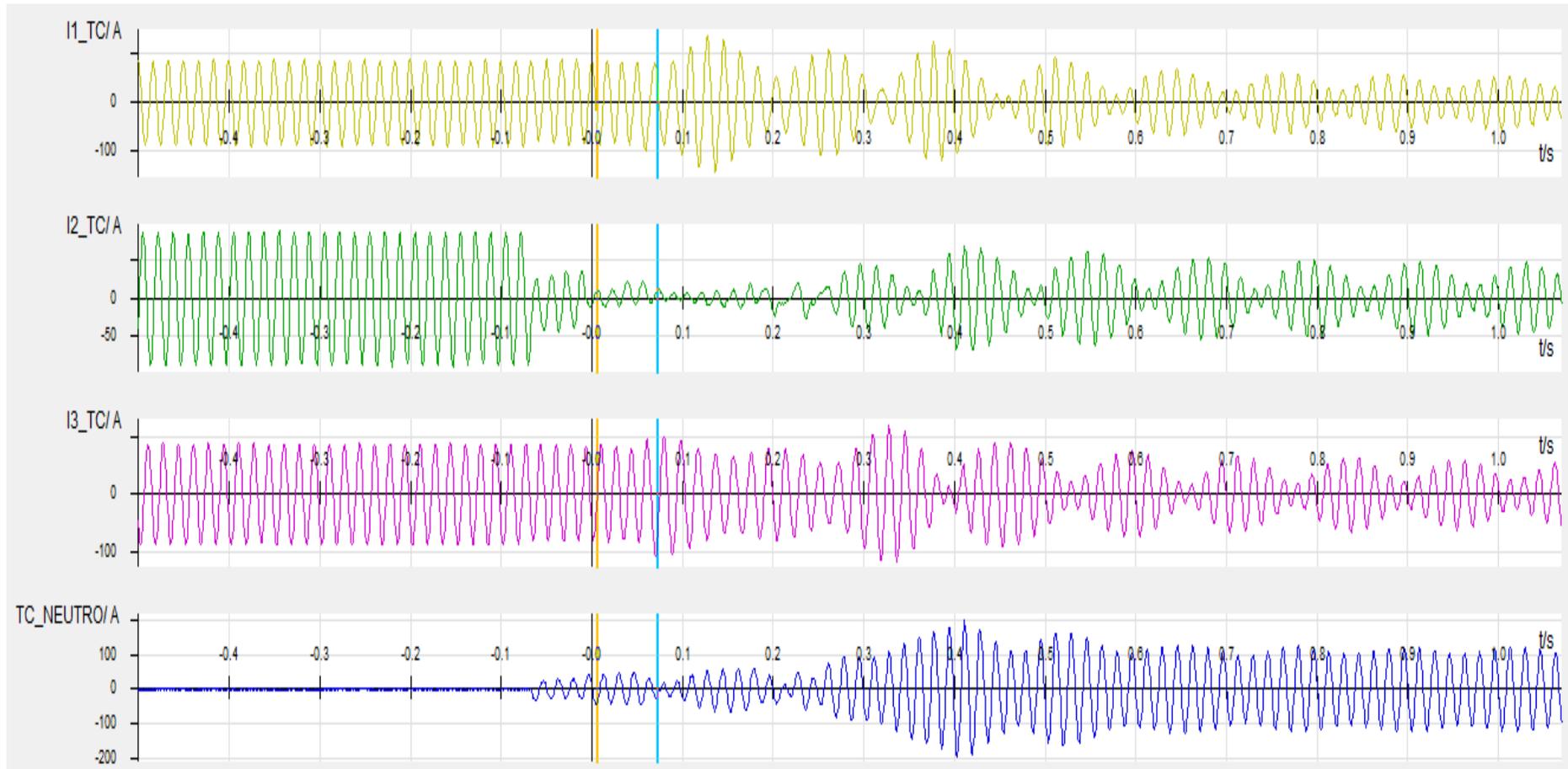
- I1_TC=59,7∠91,3° [A]
- I2_TC=16,1∠-32,1° [A]

- $I_{3_TC}=57,2\angle -129,4^\circ$ [A]
- $TC_NEUTRO=24\angle 167,4^\circ$ [A]

A soma dos valores representados acima deveria resultar em zero, haja vista que a falta foi externa. No entanto, quando somados os valores das correntes, o resultado é $48,97\angle 165,62^\circ$ Ampères. Isto é, uma aproximação quase exata do valor de *pickup*, o que mostra que o hardware do relé estava funcionando corretamente. Com esta observação, foi constatado que a fiação do TC de neutro estava invertida, resultando assim em uma defasagem errada para a corrente de neutro e resultando em atuação indevida.

Através da oscilografia da figura 44, que mostra as formas de onda reais, percebe-se inicialmente um equilíbrio entre as fases, até que em um momento próximo ao tempo -0,1 segundo, a falta na linha acontece, reduzindo assim a corrente na fase B do reator, a qual assume valores inferiores a metade da corrente passante anteriormente a falta. No entanto, milissegundos anteriormente ao *trigger*, ocorre a abertura monopolar do disjuntor de linha referente a fase B, fazendo com que a proteção diferencial do reator enxergue uma falta inexistente devido a fiação invertida.

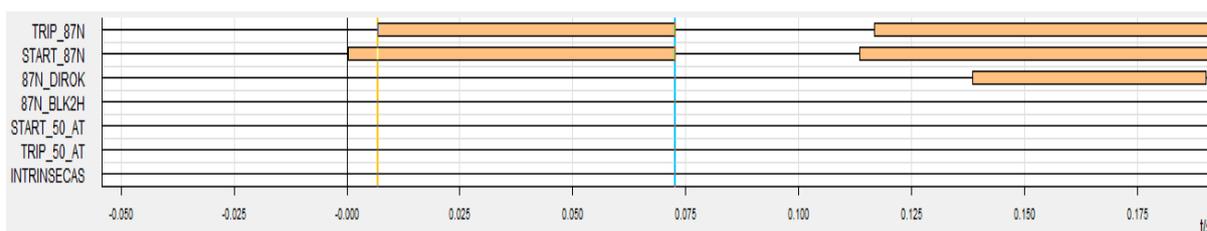
Figura 44 – Oscilografia 2 - parte 1 - valores de pico



Fonte: Produzido pelos Autores

No tempo 0 segundos, o *trigger* é registrado nas saídas binárias, conforme mostrado na figura 45. Após isso, milissegundos se passam até que o algoritmo do relé faça uma verificação completa de parâmetros que necessitam ser validados para que o envio de sinal de *trip* seja validado e emitido com confiabilidade máxima. No entanto, no momento do primeiro *trip* o disjuntor de linha não sofre abertura devido a um bloqueio imposto pelo relé de proteção devido já haver um comando de *atuação* em curso emitido pelo relé de proteção da LT.

Figura 45 – Oscilografia 2 - saídas binárias



Fonte: Produzido pelos Autores

No tempo aproximado de 0,25 segundos ocorre então o religamento monopolar da linha, o que faz com que o sistema oscile por algum tempo. Entretanto, como o comando de *trip* foi mantido na segunda vez, assim que o controle liberou o bloqueio para outros comandos, o disjuntor da LT finalmente foi aberto de forma tripolar e de maneira definitiva, com um bloqueio para religamentos mantido. A oscilografia da figura em questão, no entanto não registrou o momento da abertura definitiva do disjuntor.

Outra coisa que merece atenção é presença da corrente de neutro após a falta na fase B. Nota-se que no momento em que a amplitude de corrente na fase B inicia o decaimento, a corrente de neutro começa a surgir, antes mesmo da ocorrência do *trigger*, e se intensifica logo após o segundo *trip* (0,2385 segundos). O mesmo ocorre para as correntes residuais, de polarização e diferencial. Iniciam milissegundos antes do *trigger* e se intensificam após o segundo *trip*.

Na figura 46, observa-se a variação em RMS das seguintes grandezas:

- 87N_IN**: magnitude corrente de neutro após o ponto da ligação em Y, sendo apenas a parte referente a frequência fundamental;
- 87I_IRES**: magnitude da corrente residual (apenas na frequência fundamental);
- 87N_IBIAS**: magnitude da corrente de polarização (apenas na frequência fundamental). Esta mede a intensidade do evento;
- 87N_IDIFF**: magnitude da corrente diferencial percentual resultante (apenas na frequência fundamental);

- e) **87N_ANGLE**: angulo da direção do vetor referente a corrente de sequência zero, em graus.

Figura 46 – Oscilografia 2 - parte 2



Fonte: Produzido pelos Autores

Nessa figura, a principal análise recai sobre a partida da proteção, a qual comprovadamente é acionada no momento de tempo 0 segundos, quando o gráfico da corrente diferencial atinge os valor de 48 ampères, conforme indicado pela seta vermelha presente na ilustração.

Já na figura 47, são mostrados os valores capturados durante o instante da partida da proteção diferencial. Os quatro primeiros valores, sendo os vetores de corrente das três fases e do neutro, já foram utilizados em uma demonstração do valor de *pickup* anteriormente. No entanto, do quinto valor (87N_IN) para baixo, os valores registrados na tabela de valores instantâneos devem ser descartados para efeito de cálculos manuais, pois estes não são resultados diretos das medições, e sim de um processamento realizado no bloco diferencial do relé. É importante notar também, que nos valores das saídas do bloco, foram registradas altas percentagens de componentes DC e harmônicas, o que justifica a diferença entre os valores lidos na oscilografia e representados na tabela.

No evento em questão, o tempo de desligamento do reator “RTMCLR2” foi de 1308 minutos, sendo que foi desligado às 19 horas e 06 minutos do dia 20/05/2014 e, religado às 16 horas e 54 minutos do dia 21/05/2014, após correção do problema

Figura 47 – Oscilografia 2 - parte 3

Cursor 1: 0,0 ms							
Measuring Signal	Value	Phase	Extremum	DC	2.Harmon.	3.Harmon.	5.Harmon.
I1_TC	59,7 A	91,3°	-82,85 A	-2,0%	3,7%	1,3%	0,3%
I2_TC	16,1 A	-32,1°	-11,64 A	44,6%	29,0%	2,8%	1,1%
I3_TC	57,2 A	-129,4°	83,45 A	0,6%	1,5%	2,2%	0,5%
TC_NEUTRO	24,0 A	167,4°	42,84 A	23,8%	7,0%	4,0%	1,5%
87N_IN	1,29 A	129,4°	23,99 A	1615,5%	53,4%	21,1%	10,8%
87N_IRES	1,66 A	123,0°	19,56 A	1271,9%	44,9%	17,9%	10,8%
87N_IBIAS	0,38 A	-14,1°	60,77 A	15963,6%	72,1%	45,7%	16,8%
87N_IDIFF	2,94 A	125,8°	39,33 A	1424,6%	48,7%	19,2%	10,8%
87N_ANGLE	0,0000 rad	84,1°	2,094 rad	16635817490,4%	98,6%	96,0%	89,8%
87N_I2RATIO	0,0000 mone	0,0°	0,0000 mone				

Fonte: Produzido pelos Autores

da inversão da fiação do TC da fase B do reator, conforme o relatório de desligamento forçado RDF-LMTE-0019-2014.

4.3 ANÁLISES DO PAGAMENTO DE PARCELA VARIÁVEL

4.3.1 Primeira Análise

O banco de reatores shunt em estudo tem potência nominal de 135,99 Mvar e faz parte do circuito 2 da linha de transmissão entre Xingú e Jurupari exercendo a função de controle de reativos. Apesar de fazer o controle de reativos da linha, o mesmo não se enquadra na função CR. Por ser não-manobrável, pertence a FT-LT.

Para a obtenção do valor a ser pago pela transmissora, foi utilizada a equação 3.2, considerando que:

- Foram desconsiderados outros pagamentos de PV durante os últimos 12 meses;
- Houve a atuação correta do sistema de proteção, desligando assim linhas e reatores automaticamente;
- $K_0 = 150$
- A parcela equivalente aos desligamentos programados da equação 3.2 foi desconsiderada. Logo, a equação utilizada foi:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} DVOD_i \right) \quad (4.3)$$

- O valor máximo de pagamento mensal corresponde a 50% do valor do PB;
- A falta ocorreu no dia 31/08/2013 e teve duração de 277 minutos.

Tabela 5 – Faturamento LXTE

EQUIPAMENTO	PAGAMENTO BASE
LTR (LT 500 kV XNG/JRP-C2)	R\$ 1.489.056,31
REA RTXNJR2 (SE JRP)	R\$ 84.317,09
REA RTXNJR2 (SE XNG)	R\$ 84.317,09
LT 500 kV XNG/JRP - C2 + RT's	R\$ 1.657.690,49
RAP LXTE	R\$ 120.094.832,08

Fonte: Produzido pelos autores

Os dados de faturamento do projeto LXTE são fornecidos na tabela 5.

Com base no faturamento da Transmissora, a tabela 6 define as porcentagens sobre os valores de RAP e PB nos últimos 12 meses, que serão os limites estabelecidos para pagamento de PV.

Tabela 6 – Valores limitantes LXTE

VALORES LIMITANTES PARA PAGAMENTO	
12,5% DO RAP ULTIMOS 12 MESES	R\$ 15.011.854,01
25% DA PB PREVISTA EM 12 MESES	R\$ 4.973.071,48

Fonte: Produzido pelos autores

Caso haja ultrapassagem de algum desses valores, a concessionária fica sujeita a penalizações pela ANEEL e pelas cláusulas do CPST.

Substituindo os valores na equação 4.3, determinamos o valor da parcela variável sobre o reator:

$$PV_{total} = PVI = R\$1.542.944,44$$

Neste caso a transmissora de energia não sofreu nenhuma punição adicional por não ter excedido os valores limites pré-estabelecidos. Porém, como o valor da parcela variável foi maior que 50% do PB mensal, o pagamento foi realizado de forma parcelada. A empresa fez o pagamento de 50% do valor (R\$ 868.845,25) até o décimo quinto dia do mês subsequente a ocorrência do referido evento e o restante do valor foi pago no mês seguinte, respeitando novamente o limite de 50% do pagamento base (R\$ 828.845,25). Caso houvesse alguma ocorrência no próximo mês que resulte na incidência de outro valor de PV, o valor restante do mês atual seria somado ao do mês seguinte. Se o valor ultrapassasse o limite definido na legislação, o valor deveria ser parcelado novamente. O pagamento vai sendo parcelado nos meses seguintes de forma que não ultrapasse o referido limite até sua quitação total. Neste caso, o valor da PVI foi dividido em 2 meses, conforme a tabela 7.

Apesar do evento ter sido registrado em agosto, o valor da PVI foi contabilizado apenas a partir de setembro, seguindo o que estabelece a Resolução Normativa ANEEL 270/2007 em relação a cobrança dos valores de PV apenas a partir do décimo quinto dia do mês subsequente.

Tabela 7 – Forma de pagamento

PAGAMENTO DE PARCELA VARIÁVEL				
	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO
REMANESCENTE MÊS ANTERIOR		R\$ 0,00	R\$ 714.099,20	R\$ 0,00
OUTROS DESLIGAMENTOS	R\$ 0,00	R\$ 1.542.944,44	R\$ 0,00	R\$ 0,00
TOTAL MENSAL	R\$ 0,00	R\$ 1.542.944,44	R\$ 714.099,20	R\$ 0,00
TOTAL PAGO	R\$ 0,00	R\$ 828.845,25	R\$ 714.099,20	R\$ 0,00

Fonte: Produzido pelos autores

O valor pago resultou em uma perda de receita de 1,28% da RAP da LXTE e 7,7% da PB dos últimos 12 meses.

4.3.2 Segunda Análise

Esta análise é baseada no mesmo evento ao qual se refere a oscilografia analisada no tópico 4.2.2, a qual trata de um caso de atuação indevida da proteção e consequente desligamento do reator trifásico em derivação “RTMCLR2”, da SE LRJ e com potência nominal igual a 25MVA_r (vide diagrama unifilar no Anexo C.1). Para esta análise, as seguintes considerações foram feitas:

- a) O tempo de desligamento do reator “RTMCLR2” foi de 1308 minutos, sendo que foi desligado às 19 horas e 06 minutos do dia 20/05/2014 e religado às 16 horas e 54 minutos do dia 21/05/2014, conforme o relatório de desligamento forçado RDF-LMTE-0019-2014;
- b) O reator em derivação “RTMCLR2” é um reator não manobrável, sendo solidário a LT e, desta forma, considerado como função transmissão LT quando da aplicação da Resolução Normativa ANEEL N° 270/2007;
- c) Foram desconsiderados quaisquer pagamentos de PV referentes a outros desligamentos nos outros onze meses antecedentes e posteriores ao desligamento;
- d) Os valores de PV somente foram pagos a partir do décimo quinto dia do mês seguinte (Junho);

Dados referentes aos valores de pagamento base (PB) da função transmissão LT 230KV LRJ/MCP - C2 e referentes a receita anual permitida (RAP) do projeto LMTE são mostrados na tabela 8.

Para o cálculo do valor da parcela variável por indisponibilidade (PVI) em questão, utilizou-se a equação 3.2 (vide página 54), onde o primeiro termo foi desconsiderado por não haverem outros desligamentos programados ou de urgência, resultando na equação 4.3, que pode ser visualizada na página 80.

Tabela 8 – Dados de faturamento do projeto LMTE

EQUIPAMENTO	PAGAMENTO BASE
LTR (LT 230 kV LRJ/MCP-C2)	R\$ 615.414,97
REA RTMCLR2 (SE LRJ)	R\$ 22.060,70
REA RTLRCM2 (SE MCP)	R\$ 22.060,70
LT 230 kV LRJ/MCP-C2 + RT's	R\$ 659.536,38
RAP LMTE	R\$ 103.463.774,72

Fonte: Produzido pelos autores

O fator K_o adotado foi de 150 para os 300 minutos iniciais de indisponibilidade e igual a 10 para os 1008 minutos restantes, totalizando 1308 minutos. Os valores foram calculados separadamente utilizando a equação 4.3 e logo em seguida somados, obtendo assim o valor total de PVI pago pela não disponibilidade do equipamento. Os dados utilizados para o cálculo são mostrados na tabela 9.

Tabela 9 – Dados para o cálculo da PV

DADOS	
TEMPO DE INDISPONIBILIDADE (MIN)	1308
MÊS	MAIO
DIAS	31
FATOR K_o (Até 300 min)	150
FATOR K_o (Após 300 min)	10
PVI PARCIAL ($K_0 = 150$)	R\$ 664.855,22
PVI PARCIAL ($K_0 = 10$)	R\$ 148.927,57
PVI TOTAL	R\$ 813.782,79
12,5% DA RAP LTXE	R\$ 12.932.971,84
PB PREVISTO DA LT 230KV LRJ/MCP C2 + RT's EM 12 MESES	R\$ 7.914.436,57
25% DO PB PREVISTO DA LT 230KV LRJ/MCP C2 + RT's EM 12 MESES	R\$ 1.978.609,14

Fonte: Produzido pelos autores

O valor total da PVI deve respeitar os seguintes valores estabelecidos na RN ANEEL N° 270/2007, para que a empresa não sofra punições pela ANEEL:

Tabela 10 – Valores limitantes

VALORES LIMITANTES PARA PAGAMENTO	
12,5% DO RAP ULTIMOS 12 MESES	R\$ 12.932.971,84
25% DA PB PREVISTA EM 12 MESES	R\$ 2.441.348,37

Fonte: Produzido pelos autores

Nota-se que os valores limite não foram ultrapassados, portanto a empresa não sofreu nenhuma medida punitiva adicional além do pagamento da PV. Ressalta-se apenas que o valor máximo que pode ser pago mensalmente é de 50% do PB da FT.

Logo, o valor máximo é de R\$329.768,19. O valor excedente foi parcelado em 3 (três) meses finalizando em agosto, conforme mostra a tabela 11.

Tabela 11 – Parcelamento da PVI

	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO
REMANESCENTE MÊS ANTERIOR			R\$ 484.014,60	R\$ 154.246,41	R\$ 0,00	R\$ 0,00
OUTROS DESLIGAMENTOS	R\$ 0	R\$ 813.782,79	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
TOTAL MENSAL	R\$ 0	R\$ 813.782,79	R\$ 484.014,60	R\$ 154.246,41	R\$ 0	R\$ 0,00
VALOR PAGO	R\$ 0	R\$ 329.768,19	R\$ 329.768,19	R\$ 154.246,41	R\$ 0	R\$ 0

Fonte: Produzido pelos autores

Desta forma, a primeira parcela foi paga apenas no mês de junho, de maneira que tanto as parcelas de junho quanto dos meses subsequentes não ultrapassassem R\$329.768,19, o que é equivalente a 50% do PB da FT, previsto em norma.

Na tabela 11, também destaca-se que, o valor máximo possível de ser pago em PV para esta FT em um mês representa 4,17% do PB esperado num período de 12 meses.

Quanto ao faturamento da Transmissora, a tabela 12 elucida como foi o recebimento da PB no decorrer de 12 meses a partir do evento:

Tabela 12 – Forma de pagamento

VALORES RECEBIDOS DE PAGAMENTO BASE (PB)								
2014	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
VALOR	R\$ 659.536,38	R\$ 329.768,19	R\$ 329.768,19	R\$ 505.289,97	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38
% DO PB EM UM MÊS	100,00%	50,00%	50,00%	76,61%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
% DO PB EM UM ANO	8,33%	4,17%	4,17%	6,38%	8,33%	8,33%	8,33%	8,33%
% DA RAP DA CONCESSÃO	0,64%	0,32%	0,32%	0,49%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
2015	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	TOTAL			
VALOR	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38	R\$ 659.536,38	R\$ 7.100.653,78			
% DO PB EM UM MÊS	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	1076,61%			
% DO PB EM UM ANO	8,33%	8,33%	8,33%	8,33%	63,37%			
% DA RAP DA CONCESSÃO	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	6,23%			

Fonte: Produzido pelos autores

Observa-se que a transmissora obteve uma perda de receita de 36,63% sobre o PB da FT-LT durante 12 meses e perda de 1,42% da RAP devido a atuação incorreta da proteção.

4.3.3 Terceira Análise

Neste caso, serão utilizados os valores determinados durante a primeira análise acrescidos de pagamentos de parcela variável por desligamentos programados. Foram consideradas 3 situações fictícias de manutenções programadas durante o período de parcelamento da PV no caso 1.

- 1 Manutenção solicitada para reparos no tanque de óleo do Reator não manobrável da SE Laranjal que apresentava vazamento. O reparo foi realizado no dia 18 de Agosto de 2014, às 09h e teve duração de 60 minutos.
- 2 Manutenção solicitada para realização de testes de isolamento do reator não manobrável da SE como parte do programa de manutenção preventiva da empresa plena transmissora. O teste foi realizado no dia 25 de Setembro de 2014, às 16h e teve duração de 20 minutos.
- 3 Manutenção solicitada para realização de aperto nos isoladores de linha subestação SE Laranjal como parte do programa de manutenção preventiva da empresa plena transmissora. A manutenção foi realizada no dia 15 de Novembro de 2014, às 10h e teve duração de 100 minutos.

Primeiramente foi determinado o valor da parcela variável por manutenção programada de cada situação separadamente utilizando somente a parcela sobre desligamentos programados da equação 3.2:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Kp_i DVDP_i \right) \quad (4.4)$$

O valor do fator de desligamento para desligamentos programados K_p é bem menor que o utilizado para outros desligamentos. Segundo a tabela 4 o valor de K_p será igual a 10 para os 3 casos.

Os valores de PV referentes à manutenção programada nos três casos hipotéticos são:

Com os valores determinados, foi realizada a soma dos valores de PVI ($PVI = PV_{DesligamentosProgramados} + PV_{OutrosDesligamentos}$) nos meses em que houve o pagamento dos eventos de desligamentos programados, obtendo o valor total de PVI a ser pago no mês, respeitando os devidos limites pré-estabelecidos em legislação específica.

Tabela 13 – Desligamentos programados

PV para os Desligamentos Programados	
Reparo Vazamento de Óleo	R\$ 8.864,74
Teste Isolamento Reator	R\$ 3.053,41
Manutenção Isoladores Linha	R\$ 14.774,56
Total	R\$ 26.692,71

Fonte: Produzido pelos autores

Para a primeira manutenção programada (ocorrida em agosto/14), o valor obtido de R\$ 8.864,74 foi pago em setembro. Este valor foi somado ao valor da PVI oriunda do desligamento do reator devido atuação correta da proteção (caso 1) que também ocorreu em agosto e gerou um montante de R\$1.551.809,44 de PV para ser pago. Por norma, o valor máximo a ser pago no mês, neste caso é de R\$828.845,25. Desta forma, o excedente passa a ser cobrado no próximo mês (outubro).

Em setembro há o registro de outro desligamento programado, desta vez para que fossem feitos testes nos isolamentos do reator. A PV para essa ocorrência foi de R\$3.053,00. e foi liquidada em outubro. Da mesma forma que foi feito no pagamento em setembro, foi somado o valor da PV por desligamento programado com o valor remanescente do mês anterior. Já em Dezembro, não há nenhum valor remanescente para ser pago. Desta forma o valor da PV pago em dezembro será igual ao da PV por desligamento programado para aperto de isoladores. A forma de pagamento é representada pela tabela 14.

Tabela 14 – Forma de pagamento das PVs

	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro
Remanescente mês anterior			R\$ 722.964,19	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Outros Desligamentos	R\$ 0	R\$ 1.542.944,44	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
D. Programado 1 Reparo tanque de óleo reator	R\$ 0	R\$ 8.865	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
D. Programado 2 Teste de isolamento	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 3.053	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
D. Programado 3 Aperto de isoladores	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 14.775	R\$ 0
Total Mensal	R\$ 0	R\$ 1.551.809,44	R\$ 726.017,19	R\$ 0	R\$ 14.775	R\$ 0
Valor Pago	R\$ 0	R\$ 828.845,25	R\$ 726.017,19	R\$ 0	R\$ 14.775	R\$ 0

Fonte: Produzido pelos autores

Esse valor remanescente somado com valor de PV do desligamento programado é pago em parcelas mensais limitadas à R\$ 329.768,19 até que o pagamento do montante total seja concluído.

4.3.4 Quarta Análise

O caso a seguir é uma situação fictícia idealizada para mostrar os prejuízos gerados pela não atuação da proteção de reatores em derivação devido a ajustes errados. Para isso, utilizaremos novamente o reator “RTJRXN2”, localizado na SE XNG (na saída de linha do circuito 2 em direção à SE JRP) como exemplo. Porém, para que o caso seja melhor entendido, faremos as seguintes considerações:

- a) O banco de reatores “RTJRXN2”, que é um equipamento não manobrável pertencente à FT LT, neste exemplo será considerado manobrável e, portanto, pertencente à FT controle de reativo (CR);
- b) A proteção do reator da fase B estava mal ajustada, sendo o banco de reatores desligado via atuação do relé Buchholz daquele reator devido à formação de gás dentro do tanque de óleo;
- c) Imediatamente após o desligamento, foi necessária a realização de uma inspeção no reator em que houve o *trip*. Durante a inspeção comprovou-se que o reator havia sofrido danos internos e, por este motivo, haveria a necessidade de utilização do reator reserva na fase em questão, o que foi prontamente reportado ao ONS e transformado em intervenção;
- d) Para a troca dos reatores, a empresa não dispunha de caminhão munck próprio, o qual levou cerca de 1 hora para chegar ao local da intervenção, atrasando assim o início das atividades;
- e) A atividade de substituição do reator da fase danificada pelo reserva durou cerca de 3 horas após o início das atividades;
- f) Um reator danificado leva um período de pelo menos 3 meses para ser reparado ou trocado na fábrica, na melhor das hipóteses;
- g) O desligamento do reator não afetou a LT, a qual segundo estudos pré-operacionais poderia continuar energizada se o banco de reatores dependendo da carga do sistema;
- h) O evento em questão ocorreu às 14 horas do dia 01 de junho de 2014;
- i) Não houveram desligamentos nos 12 meses anteriores à apuração; e
- j) Para o cálculo da PVI, foi utilizada a equação 3.2, mostrada na página 54.

O desligamento ocorreu no banco de reatores “RTJRXN2”, necessitando a troca de uma das fases pelo seu reserva. Dito isso, faz-se necessária a presença de dados de faturamento relacionados aos dois equipamentos e da concessão (projeto LXTE), os quais podem ser observados na tabela 15. O equipamento reserva recebe uma remuneração inferior devido a ele poder substituir apenas uma das fases (e não

o banco inteiro). No entanto é exigido das concessionárias que mantenham o equipamento reserva sempre disponível para que se aumente a confiabilidade do sistema, sob penalização de pagar parcela variável em casos de indisponibilidades no mesmo.

Tabela 15 – Dados de faturamento

EQUIPAMENTO	PAGAMENTO BASE
REA RTJRXN2 (SE XNG)	R\$ 84.317,09
REA RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA	R\$ 18.458,95
RAP LXTE	R\$ 120.094.832,08

Fonte: Produzido pelos autores

Na tabela 16 são mostrados alguns dados relacionados ao desligamento em questão.

Tabela 16 – Dados

DADOS PARA SOLUÇÃO DO CASO	
TEMPO DE INDISPONIBILIDADE DO BANCO DE REATORES RTJRXN2 (XNG) - EM MINUTOS	240
FRANQUIA PREVISTA P/ TROCA DE REATOR - EM MINUTOS	180
TEMPO EFETIVO DE INCIDÊNCIA DE PVI SOBRE O BANCO DE REATORES RTJRXN2 (XNG) - EM MINUTOS	60
MÊS	JUNHO
TEMPO DE INDISPONIBILIDADE DO REATOR RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA	3 MESES
FATOR K_0 NO PERÍODO DA TROCA	150
FATOR K_0 DURANTE A INDISPONIBILIDADE DO REATOR RESERVA	1
PVI CALCULADO PARA INDISPONIBILIDADE DO BANCO	R\$ 17.566,06
PVI CALCULADO PARA INDISPONIBILIDADE REATOR RESERVA	R\$ 55.017,93
PVI EFETIVAMENTE COBRADO PARA INDISPONIBILIDADE REATOR RESERVA	R\$ 55.017,93
12,5% DA RAP LXTE	R\$ 15.011.854,01
PB PREVISTO DO REA RTJRXN2 (SE XNG) EM 12 MESES	R\$ 1.011.805,10
PB PREVISTO DO REATOR RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA EM 12 MESES	R\$ 221.507,43
25% DO PB PREVISTO DO REATOR RTJRXN2 (SE XNG) EM 12 MESES	R\$ 252.951,28
25% DO PB PREVISTO DO REATOR RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA EM 12 MESES	R\$ 55.376,86
PERCENTAGEM DO PB PREVISTO DO REATOR RTJRXN2 (SE XNG) EM 12 MESES, EM RELAÇÃO À RAP DA LXTE	0,84%
PERCENTAGEM DO PB PREVISTO DO REATOR RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA EM 12 MESES, EM RELAÇÃO À RAP DA LXTE	0,18%

Fonte: Produzido pelos autores

Um tempo de 240 minutos foi atribuído a indisponibilidade do equipamento principal por ser a somatória dos tempos de atraso do início da intervenção (1 hora) com o necessário para comutação dos reatores. No entanto, de acordo com a alínea “j” do item 6.2.1.7 do Submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, uma FT controle de reativo (CR) possui isenção do pagamento de PV nas 3 primeiras horas quando há falha interna ao equipamento principal da FT, para que este possa ser substituído pelo equipamento reserva, o que foi o caso. Assim, 180 minutos foram descontados dos 240 computados inicialmente, resultando em um tempo efetivo de cobrança

de PV de 60 minutos sobre o equipamento principal indisponível. Um fator K_o igual a 150 foi considerado nos 60 minutos tarifados do período da não disponibilização do equipamento principal devido ao desligamento ter sido forçado. No entanto, para a indisponibilidade do reator reserva foi utilizado um fator K_o igual a 10 devido a ela já ser imediatamente programada ao se perceber a necessidade da permuta dos equipamentos.

Uma PVI de R\$17.566,06 foi calculada para o equipamento principal. Devido a esse valor estar bem abaixo dos valores limite de PV, de 25% do PB dos 12 meses anteriores incluindo o da apuração e de 12,5% da RAP do projeto LXTE, ele foi mantido e efetivamente cobrado. Já para o equipamento reserva, o valor somado para a PV incidente nos 3 meses totalizou R\$55.017,93, o que pode ser observado na tabela 16. Este valor, quando discriminado por mês de incidência da PV, também não supera o limite mencionado acima.

Na mesma tabela, nota-se também que caso sejam somados os PBs dos últimos 12 meses do banco de reatores ou do reator reserva, estes representam somente 0,84% e 0,18%, respectivamente, da RAP da concessão, eliminando qualquer possibilidade de atingir os 12,5% do limite estabelecido na norma.

A tabela 17, indica os valores referentes ao pagamento das parcelas variáveis incidentes sobre os dois equipamentos, além de mostrar também os valores de PB referentes a cada mês e os valores limites de incidência de PV tendo em vista a regra dos 25% já citada anteriormente.

Na tabela 17, também é possível notar que os valores calculados para a PV incidente, de R\$17.566,06, pôde ser efetivamente cobrado e já pago no primeiro mês subsequente (julho). Isso aconteceu devido a esse valor não ultrapassar o limite da regra dos 25%, R\$252.951,28, que é calculado para cada mês e exibido na antepenúltima linha da tabela, para todos os meses, desta FT. O mesmo ocorre para o valor da PV calculada para o reator reserva, o qual não precisou ser limitado segundo a regra, pois os valores referentes aos 3 meses de julho (referente a junho), de agosto (referente a julho) e de setembro (referente a agosto) estavam abaixo de R\$55.376,86, R\$53.069,49 e R\$50.762,12, respectivamente. Tendo em vista que os valores das PVs incidentes para o reator reserva nos três meses de indisponibilidade foram maiores do que os 50% do PB, os valores excedentes do mês somados aos acumulados do mês anterior precisaram ser parcelados nos meses subsequentes sempre que o valor acumulado para tal FT superou aquele limite, no caso R\$9.229,48. Os valores limite para incidência da PV sobre o reator reserva estão discriminados na penúltima linha da tabela 17.

Ressalta-se também, que ao longo dos meses expressos na tabela 17, ocorre um decréscimo da dívida referente às PVs incidentes nos três primeiros meses, que passaram de um valor máximo acumulado de R\$27.329,51 no mês de outubro de

Tabela 17 – Fluxo de caixa entre junho de 2014 e janeiro de 2015

PAGAMENTOS								
ANO 2014	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	JANEIRO / 15
REMANESCENTE DE PV DO MÊS ANTERIOR P/ O BANCO	R\$ 0,00							
REMANESCENTE DE PV DO MÊS ANTERIOR P/ O REATOR RESERVA	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 8.870,55	R\$ 18.100,03	R\$ 27.329,51	R\$ 18.100,03	R\$ 8.870,55	R\$ 0,00
PV CALCULADA DO BANCO	R\$ 0,00	R\$ 17.566,06	R\$ 0,00					
PV COBRADA DO BANCO	R\$ 0,00	R\$ 17.566,06	R\$ 0,00					
PV CALCULADA DO REATOR RESERVA	R\$ 0,00	R\$ 18.100,03	R\$ 18.458,95	R\$ 18.458,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PVI COBRADA DO REATOR RESERVA	R\$ 0,00	R\$ 18.100,03	R\$ 18.458,95	R\$ 18.458,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PB RECEBIDO PELO BANCO	R\$ 84.317,09	R\$ 66.751,03	R\$ 84.317,09					
PB RECEBIDO PELO REATOR RESERVA	R\$ 18.458,95	R\$ 9.229,48	R\$ 9.588,40	R\$ 18.458,95				
PV PAGA NO MÊS DEVIDO AO BANCO	R\$ 0,00	R\$ 17.566,06	R\$ 0,00					
PV PAGA NO MÊS DEVIDO AO REATOR RESERVA	R\$ 0,00	R\$ 9.229,48	R\$ 8.870,55	R\$ 0,00				
25% DO PB DOS ULTIMOS 12 MESES DO BANCO	R\$ 252.951,28	R\$ 252.951,28	R\$ 248.559,76					
25% DO PB DOS ULTIMOS 12 MESES DO REATOR RESERVA	R\$ 55.376,86	R\$ 55.376,86	R\$ 53.069,49	R\$ 50.762,12	R\$ 48.454,75	R\$ 46.147,38	R\$ 43.840,01	R\$ 41.622,38
TOTAL PAGO EM PV	R\$ 0,00	R\$ 26.795,54	R\$ 9.229,48	R\$ 9.229,48	R\$ 9.229,48	R\$ 9.229,48	R\$ 8.870,55	R\$ 0,00

Fonte: Produzido pelos autores

2014 para R\$0,00 em janeiro de 2015, após aproximadamente 6 meses do evento que resultou na primeira incidência de PV. Outra observação concernente à tabela 17 é que, como nos meses anteriores só foi faturado metade do valor referente ao equipamento reserva, a cada mês subsequente o valor máximo de uma possível nova PV incidente sobre a mesma FT é reduzido, chegando a R\$41.622,38, em janeiro de 2015.

4.3.5 Quinta Análise

A quinta análise, será feita sobre mais um cenário fictício considerando a concessão LXTE, mais precisamente a subestação Xingú e o mesmo equipamento utilizado na análise presente no item 4.3.4. Esta análise visa mostrar através de dados calculados sobre faturamento, que dependendo da situação em que um equipamento de transmissão se encontra, na maioria das vezes é mais vantajoso para a empresa utilizar o equipamento reserva do que utilizar o equipamento principal sob restrições. Para tanto, o seguinte cenário foi utilizado:

- O banco de reatores RTJRXN2, cujos dados de placa de cada reator individual estão presentes no anexo A (verificar página 5.1), que na verdade é um equipamento pertencente à FT LT por ser solidário a linha,

será considerado na FT CR, como se fosse ligado à LT através de um disjuntor;

- b) Na situação em questão, foi considerado que às 14 horas do dia 13 de janeiro de 2014 ocorreu um vazamento de óleo considerável no reator da fase A do banco de reatores RTJRXN2, o que fez com que a temperatura no reator passasse a ser consideravelmente maior para uma mesma potência do equipamento;
- c) Os engenheiros da empresa, percebendo que o vazamento estava favorecendo o aumento na temperatura do reator, prontamente inibiram o sinal de *trip* vindo do relé de proteção. Através disso, puderam estimar uma nova potência na qual o equipamento retornaria à operação em temperatura nominal;
- d) Após a situação definida, os engenheiros decidiram que, como a logística para a troca dos reatores seria muito complicada naqueles dias por ausência de caminhão munck na cidade, seria mais viável continuar utilizando o reator sob restrição operativa em 85% da potência nominal, o que foi de imediato comunicado ao ONS;
- e) Após o ajuste nas condições sistêmicas para cumprir a restrição, os trips do relé foram restabelecidos;
- f) O reator necessitou operar sob restrição durante 4 dias, retornando a condição normal apenas às 17 horas do dia 17 de janeiro, quando foi possível terminar os serviços de preenchimento da capacidade total de óleo e também do tratamento do mesmo, visando maior vida útil do equipamento; e
- g) Não houveram desligamentos ou restrições operativas nos 12 meses anteriores ao evento.

A tabela 18 mostra os valores referentes ao faturamento do banco de reatores em derivação RTJRXN2, do reator reserva RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA e referente ao valor da RAP projeto LXTE.

Tabela 18 – Dados de faturamento da concessão

EQUIPAMENTO	PAGAMENTO BASE
REA RTJRXN2 (SE XNG)	R\$ 84.317,09
REA RTJRXN1 (SE XNG) RESERVA	R\$ 18.458,95
RAP LXTE	R\$ 120.094.832,08

Fonte: Produzido pelos autores

Já a tabela 19 mostra alguns dados utilizados para a resolução dos cálculos, além de alguns valores já calculados. Um total de 5940 minutos sob restrição operativa foram registrados. Desse total, 5 horas (300 minutos) foram consideradas como sendo restrição sobre a capacidade máxima de curta duração do reator, sendo a restrição de cerca de 59%, originária da restrição sobre a potência nominal (85%). O restante do tempo (5640 minutos) foi considerado sob restrição de 85% em relação a potência nominal do equipamento. Dito isso, um total de R\$9.389,34 foi calculado através da equação 3.3 (verificar página 55), sendo esse o montante devido do mês de janeiro (que deverá ser pago em fevereiro) referente à parcela variável por restrição operativa.

Tabela 19 – Dados do caso

DADOS PARA SOLUÇÃO DO CASO	
TEMPO DE OPERAÇÃO SOB RESTRIÇÃO DO RTJRXN2 (MIN)	5940
RESTRIÇÃO EM RELAÇÃO À POTÊNCIA NOMINAL (23 H/DIA)	85,00%
RESTRIÇÃO EM RELAÇÃO À POTÊNCIA MÁXIMA DE CURTA DURAÇÃO (1H/DIA)	59,03%
MÊS	JANEIRO / 2014
PVRO DESCONTADA	R\$ 9.389,34
PVRO EM RELAÇÃO AO PB	11,14%
PVRO EM RELAÇÃO AO PB DE 12 MESES	0,93%
PVRO EM RELAÇÃO À RAP DA LXTE	0,01%

Fonte: Produzido pelos autores

O valor total que foi calculado para a PVRO referente ao evento questão, possui uma representatividade de 11,14% em relação ao pagamento base mensal, de 0,93% em relação ao PB de 12 meses sem desligamentos e de 0,01% da RAP da concessão LXTE. Isso é, o caso não pode ser enquadrado em nenhuma medida punitiva devido a ultrapassar valores limite de pagamento de PV estabelecidos na RN ANEEL 270/2007, e que foram calculados e representados na tabela 20.

Tabela 20 – Valores limitantes para pagamento de PV

VALORES LIMITANTES PARA PAGAMENTO DE PV	
25% DO PB DOS ÚLTIMOS 12 MESES	R\$ 252.951,28
12,5% DA RAP DA CONCESSÃO	R\$ 1.501.185.400,97

Fonte: Produzido pelos autores

A tabela 21 apresenta o fluxo de caixa obtido apenas com essa FT compensação de reativo. Nela, pode-se observar que a PV incidente por causa dos dias com restrição em janeiro foi cobrada apenas em fevereiro, podendo ser quitada essa quantia de forma integral devido a ela não ultrapassar o limite dos 25% do PB nos

últimos 12 meses previsto na norma e nem 12,5% da RAP da concessão. O valor pago foi de apenas R\$9.389,34, enquanto que a PV máxima a ser cobrada para aquele mês era de R\$250.603,94. Com isso, o valor recebido no somatório do pagamento base de janeiro e fevereiro foi de R\$159.244,84, o que representa cerca de 94,43% do PB possível nos meses citados.

Tabela 21 – Fluxo de caixa

PAGAMENTO DE PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA			
ANO 2014	JANEIRO	FEVEREIRO	TOTAIS
REMANESCENTE DE PV DO MÊS ANTERIOR P/O RTJRXN2	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PV CALCULADA DO RTJRXN2	R\$ 0,00	R\$ 9.389,34	-----
PV COBRADA DO RTJRXN2	R\$ 0,00	R\$ 9.389,34	R\$ 9.389,34
PB RECEBIDO NO MÊS	R\$ 84.317,09	R\$ 74.927,75	R\$ 159.244,84
25% DO PB DOS ÚLTIMOS 12 MESES DO RTJRXN2	R\$ 252.951,28	R\$ 250.603,94	-----
TOTAL PAGO EM PV	R\$ 0,00	R\$ 9.389,34	R\$ 9.389,34

Fonte: Produzido pelos autores

Por fim, a tabela 22 mostra a diferença entre os valores das PVs que seriam cobradas por 24 horas de uso do reator reserva ou do equipamento principal com 85% de restrição. Da tabela, infere-se que no intervalo de apenas 1 dia, a diferença entre os dois valores chega ao ponto de o uso do reator reserva custar cerca de 26% do valor designado para a outra situação.

Tabela 22 – Comparativo entre possíveis soluções para o problema

COMPARATIVO	
PVI EM 24H PELO REATOR RESERVA	R\$ 595,45
PVRO EM 24H POR 85% DA POTÊNCIA NOMINAL DO RTJRXN2	R\$ 2.282,45

Fonte: Produzido pelos autores

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho realizou uma avaliação sobre os impactos que as proteções de reatores em derivação podem causar no faturamento de uma empresa de transmissão de energia elétrica. Neste caso, a concessionária utilizada como exemplo foi a ISOLUX INGENIERIA S/A, através da PLENA Transmissoras, responsável pela parte de operação e manutenção das suas instalações de transmissão de energia elétrica.

Para que tal análise fosse possível, primeiramente foi realizada uma contextualização do leitor para com as principais características do SIN, explanando brevemente sobre a mecânica de pagamento das concessionárias de transmissão, sobre os motivos que levam ao uso de reatores em derivação, sobre os motivos que costumam causar indisponibilidades dos mesmos, sobre as características de sistemas de proteção em geral, além das exigências da legislação a respeito de todo conjunto citado acima.

Em seguida, foi mostrado de forma mais aprofundada o que são reatores, sua modelagem, como são constituídos, quais suas classificações, suas aplicações nos sistemas de energia elétrica, e também foi dada uma ênfase maior a respeito dos reatores shunt devido a esses serem o foco do trabalho. Além disso, foi discorrido sobre as proteções dos reatores citados, mostrando que a norma exige três tipos distintos de proteção (intrínseca, unitária e gradativa), explicando sobre como se fazer cada tipo de proteção, quais seus componentes principais e como funcionam.

Posteriormente, foi exposto um método utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que foi a criação do pagamento de parcela variável (PV) por parte dos agentes de transmissão, visando melhorar a qualidade da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica e maximizar a disponibilidade das instalações. Em relação as PVs, foram apresentadas diferentes formas de desconto da mesma, como a PVI, a PVRO e a PVEO, demonstrando também a maneira de realizar os seus cálculos, sendo essa uma forma que as empresas podem utilizar para fazer uma previsão do seu faturamento, e até mesmo recorrer quanto a cobranças indevidas por parte do ONS. Além disso, foi mostrada a composição da remuneração mensal das empresas de transmissão de energia (os agentes do setor).

A partir dos resultados deste trabalho, observou-se que os diagramas funcionais são de suma importância em uma empresa de transmissão (independente desta possuir ou não reatores shunt), pois através deles é possível observar as topologias de conexão dos equipamentos, inclusive os de proteção, sendo também úteis na dedução de parâmetros de relés de proteção e na facilitação de manutenções, detecção e isolamento de problemas dentro de subestações. Além disso, diagramas funcionais, como

o exposto no item 4.1, são passíveis a erros. Uma solução para tal problema seria os técnicos da empresa corrigirem tais tipos de erros nos diagramas assim que notados, além de conferir se cada desenho está de acordo com a situação real observada em campo, mantendo-os sempre atualizados e, desta forma já evitando futuros problemas com pagamentos extras de PV devido à demora excessiva em um desligamento.

Já as oscilografias, como mostrado no item 4.2, são utilizadas como forma de identificação de faltas e erros na proteção, sendo geradas através de relés de proteção e também de oscilógrafos. Nos casos analisados neste trabalho, elas foram preponderantes para a identificação da origem dos desligamentos, sendo no primeiro caso devido a uma falta real e no segundo devido a uma falha no comissionamento e que permitiu que um TC fosse polarizado de forma inversa. No entanto, os relés que geraram as oscilografias analisadas necessitam ser melhor ajustados em relação ao tempo de gravação, evitando assim que o período de pré-falta seja perdido e dificultando a análise. Além disso, sugere-se que nomes mais intuitivos sejam dados aos sinais registrados nas mesmas, propiciando um rápido reconhecimento e diagnóstico do evento mesmo que quem esteja analisando não tenha familiaridade com o projeto.

Desde o surgimento dos pagamentos de PVs, como forma de estimular a melhoria na qualidade dos serviços prestados pelas transmissoras, pôde-se notar o claro avanço dos programas de manutenção preventiva nas instalações de subestações pertencentes ao SIN, haja vista que as manutenções quando corretamente programadas possuem um custo muito menor quando comparado a um desligamento forçado. Tais desligamentos, que podem ser provenientes de ajuste de proteção incorretos, falhas nos equipamentos, problemas nas conexões, entre outros, podem ser evitados com um eficiente planejamento de manutenção nos equipamentos, conexões e lógicas de proteção e controle. No caso 2 (ver página 82), por exemplo, houve uma atuação indevida da proteção que poderia ter sido evitada se houvessem ocorridos testes nos relés, o que resultou em uma perda de receita de R\$813.782,79, o que equivale a 1,42% da RAP. Ressalta-se que tal valor equivale a um caso isolado e que durante um mês de operação de uma transmissora ocorrem inúmeras situações passíveis de pagamento de parcelas variáveis. O montante desses eventos traz um impacto considerável no faturamento das concessionárias.

Outra situação em que há a perda de receita por pagamento de parcela variável é a utilização de equipamento reserva. No caso 5 (vide página 90), foi demonstrado um caso de utilização de um reator shunt reserva. Neste caso o equipamento estava aquecendo devido vazamento de óleo, o que demonstra falta de manutenção no equipamento. Caso houvessem sido realizadas inspeções periódicas no equipamento seria constatado o vazamento e uma manutenção programada poderia ter sido realizada tornando o valor pago mínimo. No caso 3 (verifique página 85), as manutenções programadas citadas possuem valores muito abaixo ao se comparar

com a de outros desligamentos. Isso se dá pelo fator de desligamento aplicado nos dois casos. O valor para desligamentos programados é muito menor, o que resulta em valores mais baixos de PV e estimula as empresas a cada vez mais investirem neste quesito em suas operações pois este tipo de manutenção tem se mostrado cada vez mais eficiente e de menor custo para a empresa.

Mostrar as medidas punitivas que poderiam ser adotadas em cada caso que extrapolasse as definições da RN 270 seria a forma ótima para conscientizar o leitor sobre o funcionamento do sistema e sobre as condições que obrigam as empresas a prestarem um serviço de qualidade. No entanto, como não conseguimos acesso ao CPST firmado antes do início da concessão, não pudemos explicitar tais medidas punitivas.

Ressalta-se ainda, que a comparação e sugestão de novos ajustes para os relés de proteção dos reatores shunt em análise não puderam ser realizados neste trabalho. Para que isso se tornasse possível, necessitaríamos fazer um novo estudo de seletividade detalhado, incluindo as características do sistema e dos relés de proteção, o que mudaria o foco do presente trabalho, incluindo um novo conteúdo extenso e bastante abrangente, o que poderia ser feito em um trabalho a parte, evitando assim alongar demais este.

Por fim, conclui-se que as proteções de reatores shunt podem impactar positiva ou negativamente no faturamento de concessionárias de transmissão de energia elétrica. Em casos em que as proteções estão corretamente configuradas, como no item 4.2.1, o tempo de indisponibilidade e consequente pagamento de PV pode ser reduzido ao máximo, pois as equipes de manutenção podem localizar e atacar rapidamente o problema.

No entanto, em casos em que o sistema de proteção está incorretamente conectado ou mal ajustado, como no caso mostrado no item 4.2.2, o tempo de desligamento tende a ser muito maior, pois caso a equipe de manutenção não possua profissionais altamente experientes para reconhecer erros do sistema com facilidade, ela poderá ficar desorientada em relação a que problema atacar, muitas vezes recomissionando o equipamento e demandando mais horas de serviço, elevando desta forma o pagamento de PV e consequentemente reduzindo o faturamento da empresa.

Embora nos casos analisados, referentes às concessões LMTE e LXTE, os pagamentos de parcela variável não tenham representado um quantitativo tão significativo em relação a RAP, ressalta-se que tanto os casos idealizados quanto os reais foram considerados casos isolados. No entanto, se fossem somados os eventos referentes a um período de 12 meses, englobando todos os equipamentos da concessão, um grande impacto poderia ser sentido, especialmente se a empresa possuísse uma concessão com poucos equipamentos e que a sua principal fonte de receita fosse uma LT com um reator shunt solidário. Uma solução apropriada para que o fatura-

mento de concessionárias não fosse tão impactado devido a proteções de reatores seria manter uma equipe de operação e manutenção que fosse altamente especializada em proteção, que fizesse uma checagem periódica de ajustes, manutenção preventiva nos equipamentos, além de, na época da montagem da subestação, fazer dupla verificação nas conexões de todos os equipamentos de proteção.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Um estudo futuro poderia ser a respeito dos impactos das manutenções preventivas e preditivas no faturamento de uma transmissora de energia. Para isso, poderiam ser utilizados dados referentes a desligamentos no primeiro ano de funcionamento de LT, o qual é um período em que estão presentes muito mais atividades de comissionamento do que de manutenção. Uma vez coletados esses dados, uma nova coleta seria realizada com dados sobre desligamentos durante o segundo ano de funcionamento, que é quando as atividades de manutenção preventiva e preditiva já estão devidamente estabelecidas e em execução. Realizar-se-ia então, um estudo estatístico explorando percentuais relativos ao faturamento nos dois períodos e comparando-os para que as devidas conclusões fossem tomadas.

Outro possível futuro trabalho, refere-se à sugestão de valores para os parâmetros de ajustes dos relés de proteção de um reator em derivação e comparação com os antigos valores adotados pela empresa. Para isso um criterioso estudo de seletividade deve ser realizado, obtendo assim valores ótimos para os parâmetros, e a abordagem do resultado seria a respeito de qual parâmetro seria o mais adequado à situação e suas possíveis implicações em relação a um desligamento.

REFERÊNCIAS

ABB. *ANSI numbers IEEE Standard Electric Power System Device Function Numbers acc. to IEEE C.37.2-1991*. [S.l.], 1998. Disponível em: https://library.e.abb.com/public/c1256d32004634bac1256e19006fe88a/1MRB520165-BEN_en_ANSI_numbers_IEEE_Standard_Electric_Power_System_Device_Function_Numbers.pdf. Acesso em: 12 nov. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa n. 63*. [S.l.], 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004063.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica n. 16/2005-SRT/ANEEL*. [S.l.], 2005. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/043/documento/nt016_2005_srt_aneel.pdf. Acesso em: 20 jan. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa n. 270*. [S.l.], 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007270.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa n. 372*. [S.l.], 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009372.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Setor Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – qualidade da energia elétrica. rev. 1*. [S.l.], 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8_revisao_1_retificacao_1.pdf. Acesso em: 20 jan. 2015.

ALSTOM GRID. *Network Protection & Automation Guide: Protective relays, measurement & control*. [S.l.], 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6856: Transformador de corrente*. Rio de Janeiro, 1992.

BASHA, F. K.; THOMSON, M. Practical EHV reactor protection. *66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, p. 408–419, abr. 2013.

CARVALHO, A. C. C. de; CORREIA, D. de M.; MENDES, J. C. Reatores em derivação. In: FRONTINI, S. O. (Org.). *Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Goya Editora LTDA, 2013. p. 277–327.

CARVALHO, F. M. S. Transformadores de corrente. In: FRONTINI, S. O. (Org.). *Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Goya Editora LTDA, 2013. p. 351–394.

COMEM. *eBR: Buchholz relay*. 5. ed. Montebelo Vicentino, 2013. Disponível em: <http://www.comem.com/docs/default-source/prodottipdf/>

accessori-uscita-digitale-e-analogica/rel%C3%A8-buchholz/catalogo-flow-relay.pdf?sfvrsn=4). Acesso em: 07 fev. 2015.

FERNANDES JÚNIOR, J. C. *Comissionamento de um Reator de Barra de 500kV na Subestação Fortaleza II da CHESF*. 120 p. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

GAJIC, Z.; HILLSTROM, B.; MEKIC, F. HV shunt reactor secrets for protection engineers. *Physical Review*, Washington, p. 29, out. 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. *IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors*. New York, USA, 1989.

JESUS, L. dos Santos de. *Avaliação da Parcela Variável para a Apuração da Qualidade do Serviço de Transmissão no Brasil Segundo Conceitos de Confiabilidade*. 84 p. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, set. 2008.

LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA. *Linha Jurupari C2 - 500KV: Diagrama unifilar simplificado*. rev. 2. [S.l.], 2014.

MAEZONO, P. K. *Proteção de Transformadores de Potência e Reatores Shunt*. São Paulo: Virtus Consultoria e Serviços Ltda., 2005.

MEYBERG, R. A. *Aplicação de Métodos Probabilísticos para a Avaliação da Confiabilidade de Funções Transmissão Sujeitas à Parcela Variável*. 133 p. Monografia (Graduação) — Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, ago. 2007.

NASHAWATI, E. et al. Impacts of shunt reactors on transmission line protection. *38th Annual Western Protective Relay Conference*, out. 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Procedimentos de Rede: Submódulo 15.12 — apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da rede básica*. rev. 1.1. [S.l.], 2010. Disponível em: [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/EB43873089C63364832577A5007015A7/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2015.12_Revis%C3%A3o_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/EB43873089C63364832577A5007015A7/$file/Subm%C3%B3dulo%2015.12_Revis%C3%A3o_1.1.pdf?openelement). Acesso em: 02 ago. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Procedimentos de Rede: Submódulo 2.6 — requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações*. rev. 2.0. [S.l.], 2011. Disponível em: <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/01c17a75ace6c74383257945005d54f4?OpenDocument>. Acesso em: 02 ago. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Procedimentos de Rede: Submódulo 2.8 — gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes*. rev. 2.0. [S.l.], 2011. Disponível em: [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/DFC0A1994E5E72A583257945005D599A/\\$file/Subm%C3%B3dulo%202.8_Rev.2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/DFC0A1994E5E72A583257945005D599A/$file/Subm%C3%B3dulo%202.8_Rev.2.0.pdf?openelement). Acesso em: 02 ago. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Mapa do SIN: Sistema de transmissão horizonte - 2015*. [S.l.], 2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/mapas_sin/arquivo/SistemadeTransmissao_horizonte2015.zip. Acesso em: 20 jul. 2015.

PLENA TRANSMISSORAS. *Relatório Diário de Operação: RDO_LXTE_31-08-2013*. Brasília, 2013.

PLENA TRANSMISSORAS. *Relatório de Desligamento Forçado: RDF-LMTE-0019-2014*. Brasília, 2014.

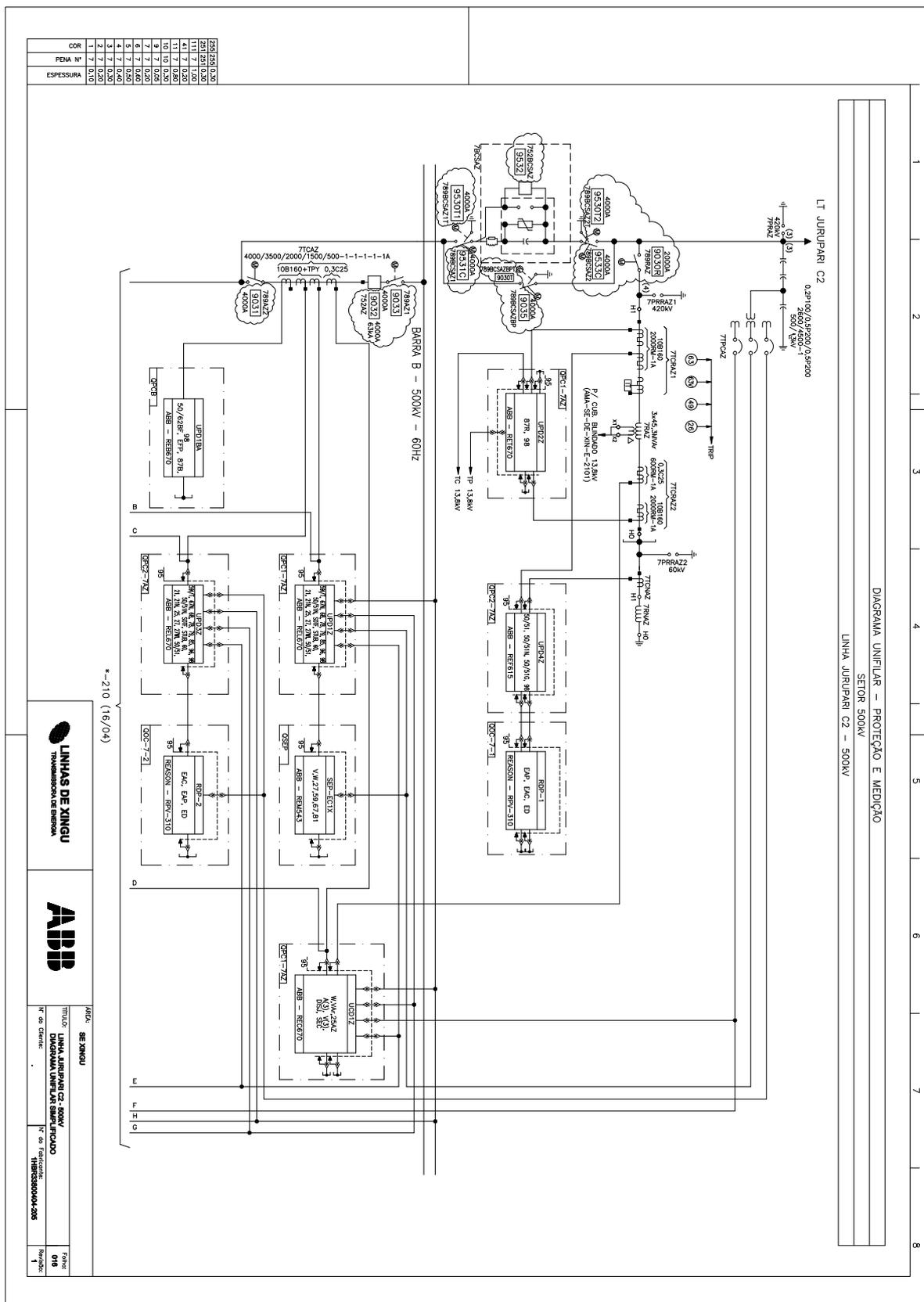
SIEMENS. *Relés de Proteção Térmica Simotemp: Confiabilidade e precisão para controle e proteção de transformadores*. Jundiaí, 2009. Disponível em: <http://www.energy.siemens.com/br/pool/br/servicos-atual/tlm/Catalogo-SIMOTEMP.pdf>. Acesso em: 07 fev. 2015.

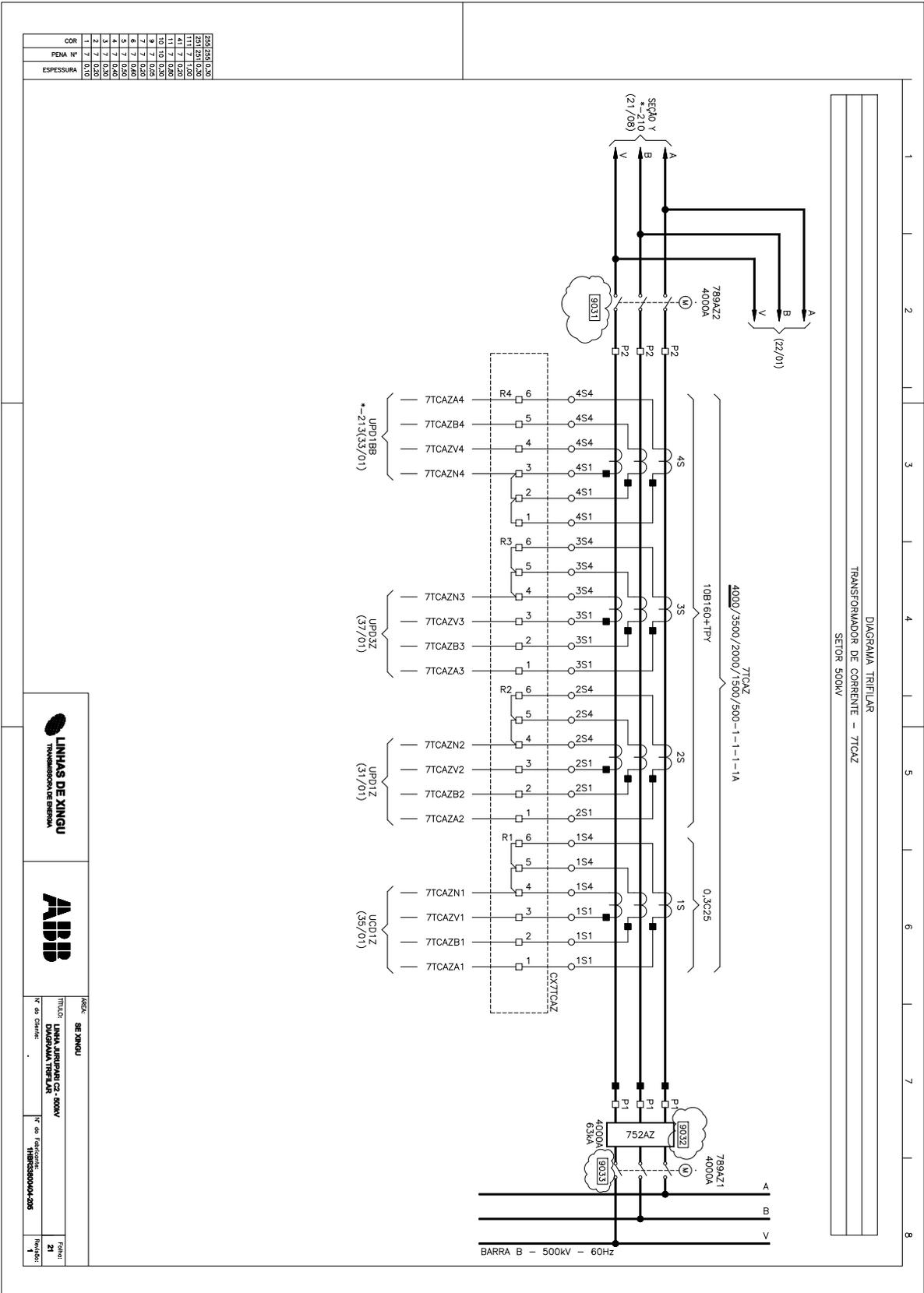
SOUSA, F. de. *Estudo e Projeto Elétrico Básico de uma Subestação*. 131 p. Monografia (Graduação) — Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2007.

SOUZA ALVES, T. M. T. de. *Desempenho da Proteção de Reatores de Linhas de Transmissão Frente a Manobras e Falhas Internas e Externas*. 157 p. Dissertação (Mestrado) — Instituto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

TRENCH. *Variable Shunt Reactors for Reactive Power Compensation*. [S.l.], 2010. Disponível em: http://www.trenchgroup.com/content/download/870/7024/file/E690_Variable%20Shunt%20Reactors.pdf. Acesso em: 15 fev. 2015.

ANEXO A – DIAGRAMAS FUNCIONAIS



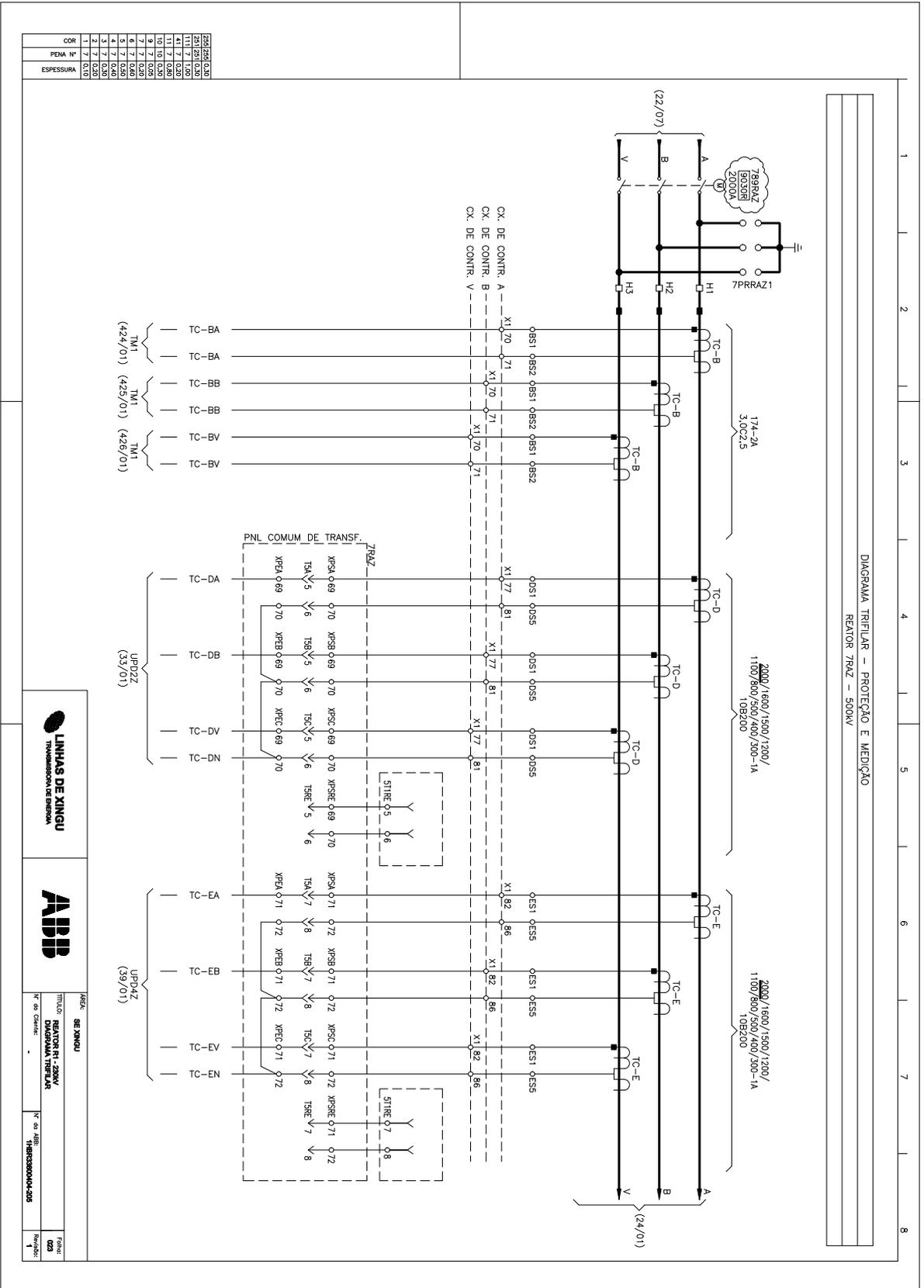


250	250	0,30
251	250	0,30
41	7	0,26
11	7	0,26
10	10	0,24
7	7	0,26
6	7	0,26
5	7	0,26
3	7	0,26
2	7	0,26
1	7	0,10

COR	
PENA N°	
ESPESURA	



ABR - 08/2004	Forma: 21
TÍTULO: LINHA ALIPARI CC - 500kV	Revisão: 1
DIAGRAMA TRIFILAR	
Nº do Cliente:	
Nº do Projeto: 1105300004-005	



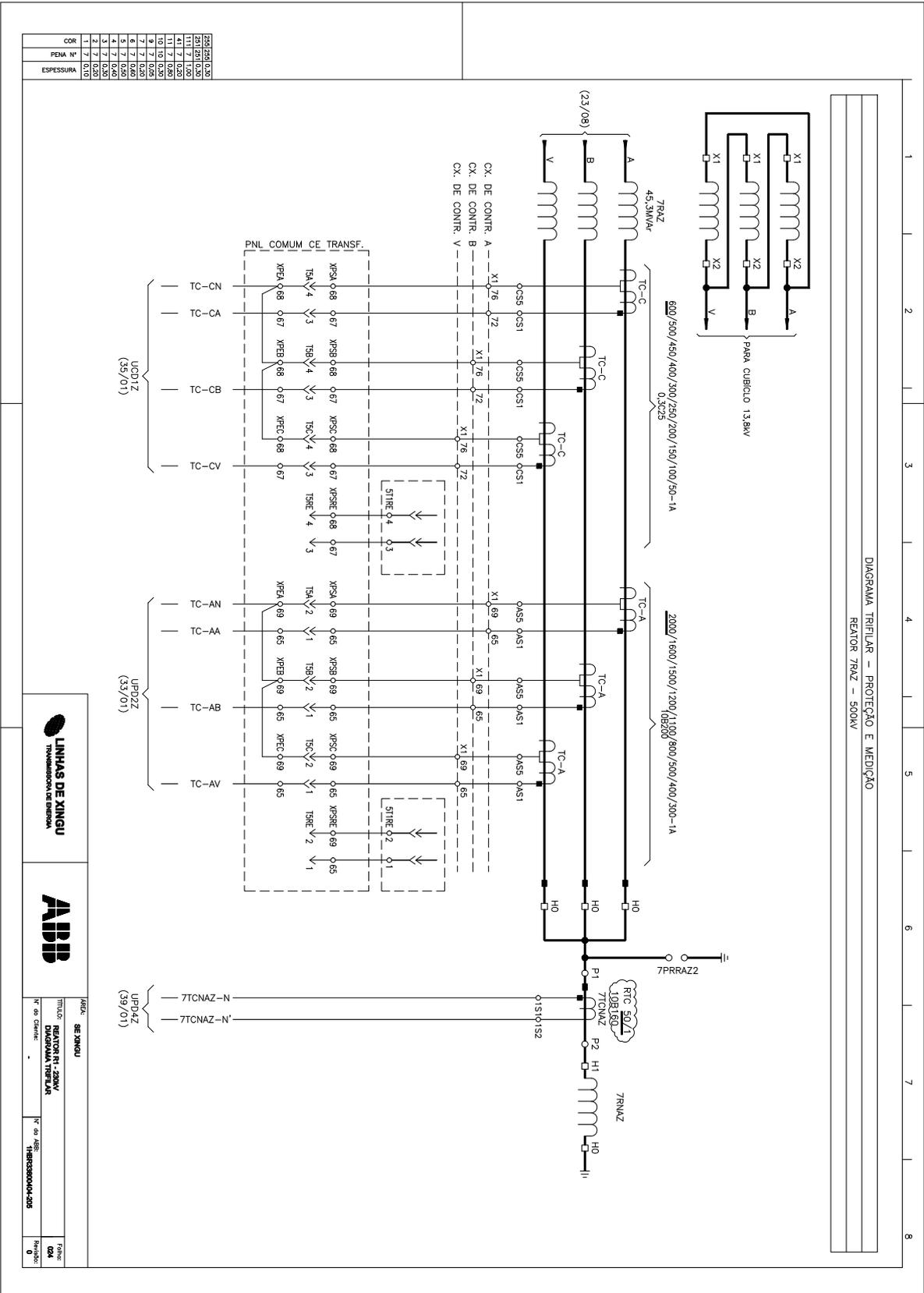
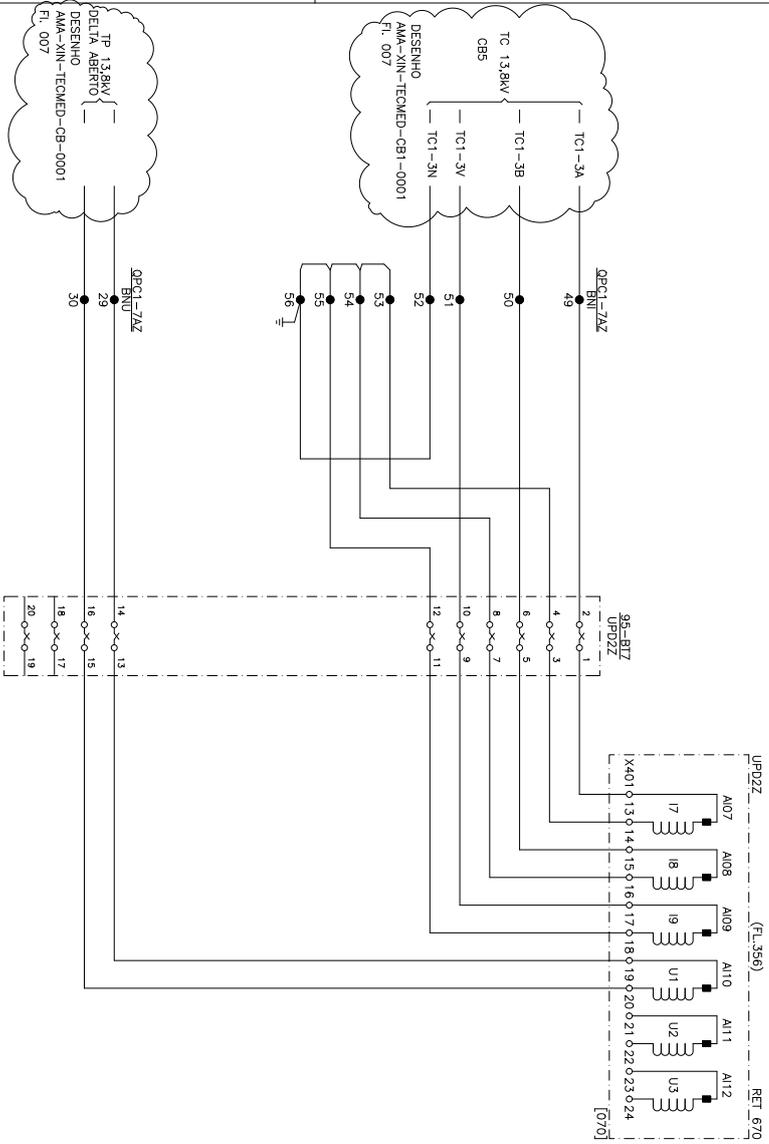


DIAGRAMA TRIFÁSICO
 PROTEÇÃO PRINCIPAL - ENTRADAS ANALÓGICAS - CORRENTE E POTENCIAL
 REATOR - 7BAZ



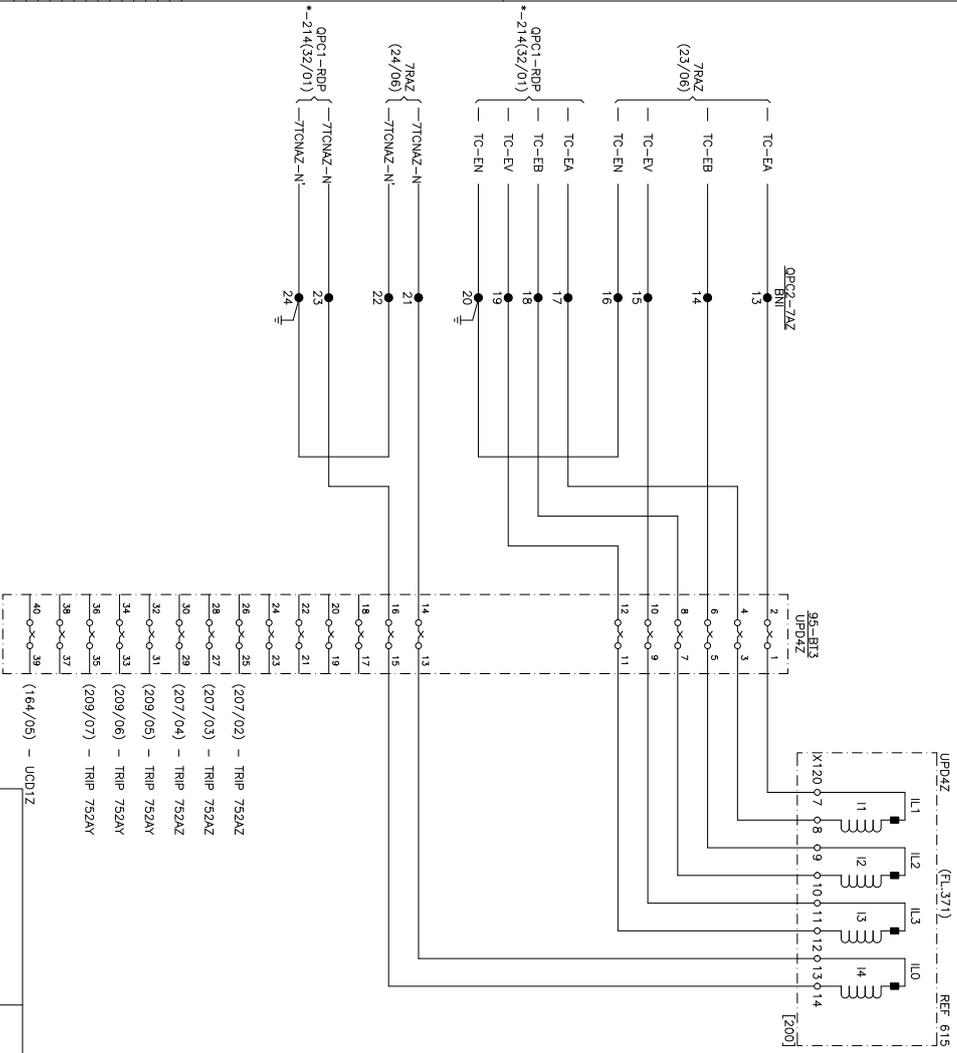
250	250	0,30
251	250	0,30
411	7	0,26
111	7	0,26
10	19	0,24
7	7	0,26
6	7	0,26
9	7	0,24
4	7	0,24
3	7	0,26
2	7	0,26
1	7	0,10

COR	PENA Nº	ESPESSURA
-----	---------	-----------

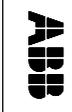


Modelo:	GE 3000U	Folha:	004
Título:	LINHA AUREPARI CC - 500kV	Revisão:	1
Nº do Cliente:		Nº do Projeto:	1000000004-005

DIAGRAMA TRIFÁSILAR
 PROTEÇÃO ALTERNADA - ENTRADAS ANALÓGICAS - CORRENTE E POTENCIAL
 REATOR - 7RAZ



250	250	0,30
251	251	0,30
411	411	0,20
111	111	0,20
1019	1019	0,20
71	71	0,20
61	61	0,20
91	91	0,20
31	31	0,20
21	21	0,20
11	11	0,10



Modelo:	OPC1-RDP	Fabricante:	ABB
Título:	Linha AURIPACI CC - 400kV	Revista:	088
Nome do Cliente:	DIAGRAMA TRIFÁSILAR	Revista:	0
Nº do Projeto:	164/05	Revista:	0

COR	250 250 0,30
PENA Nº	251 251 0,30
ESPESSURA	411 7 0,26
	111 7 0,26
	101 19 0,24
	91 19 0,24
	71 7 0,26
	61 7 0,26
	51 7 0,26
	31 7 0,26
	21 7 0,26
	11 7 0,26

GRAVAÇÃO EM BAIXO RELEVO NA COR PRETA
 MATERIAL: AÇO INOX. COM 1,5mm DE ESPESSURA
 DIMENSÕES DEFINITIVAS: 235 x 330 mm
 PINTURA: VERNIZ TRANSPARENTE
 FIXAÇÃO EM 4 PONTOS POR PARAFUSOS M4

NOTA: OS ESPAÇOS EM BRANCO SERÃO SINETADOS NA PLACA APÓS OS ENSAIOS.



Modelo	SE XIANGU
Título	Linha Xiangui 02 - 500kV
Nº do Cliente	DIAGRAMA FUNCIONAL
Nº do Projeto	11000000000000000000
Folha	421
Total	0

TOSHIBA

TOSHIBA TRD DO BRASIL LTDA
 RODOVIA FERNÃO DIAS, 3045
 CONTAGEM - M.G.

REATOR DERIVAÇÃO

POTÊNCIA	45330	kVar	NORMA	NBR 5119/1983	ANO DE FABRIC.	
FASES	1	FREQUÊNCIA	60	Hz	Nº DE SÉRIE	
TIPO	XR-D	RESFRIAMENTO	ONAN	ELEVACÃO DE TEMPERATURA:	ÓLEO	TIPO DO ÓLEO
					65	NAFTÊNICO
					65	

IMPEDÂNCIA A 85 °C, BASE DE 45330 kVar COM 500000/√3 V OHMS/FASE

NÍVEIS DE ISOLAMENTO - TENSÕES SUPORTÁVEIS		AT	AT-N
FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (kV EFICAZ)		-	140
IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV CRISTA) - ONDA PLENA/ONDA CORTADA		1550/1705	350
IMPULSO DE MANOBRA (kV CRISTA)		1300	-
NÍVEIS DE ISOLAMENTO DAS BUCHAS		AT	AT-N
FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (kV EFICAZ)		680	185
IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV CRISTA) - ONDA PLENA/ONDA CORTADA		1675/1842	450
IMPULSO DE MANOBRA (kV CRISTA)		1300	-

ALTA TENSÃO			
TERMINAIS	H1-HO		
POTÊNCIA (kVar)	TENSÃO (kV)	CORRENTE (A)	DURAÇÃO
45330	500/√3	157	CONTÍNUA
54850	550/√3	173	CONTÍNUA
65275	600/√3	188	1 HORA

DIAGRAMA FASORIAL DO BANCO DE REATORES - YN

TRANSFORMADOR DE CORRENTE					
TC	TERMINAIS	RELAÇÃO	FATOR TÉRMICO	DXATIDÃO	APLICAÇÃO
A	(S1-S5)/(S2-S5)/(S1-S4)/(S1-S3)/(S2-S4)/(S2-S3)/(S4-S5)/(S1-S2)/(S3-S4)	2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300-1A	1.0	10B200	PROTEÇÃO
B	S1-S2	174-2A	1.0	3.0C2.5	IMAGEM TÉRMICA
C	(S1-S5)/(S2-S5)/(S3-S5)/(S1-S4)/(S2-S4)/(S3-S4)/(S4-S5)/(S1-S3)/(S1-S2)/(S2-S3)	600/500/450/400/300/250/200/150/100/50-1A	1.0	0.3C25	MEDIÇÃO
D,E	(S1-S5)/(S2-S5)/(S1-S4)/(S1-S3)/(S2-S4)/(S2-S3)/(S4-S5)/(S1-S2)/(S3-S4)	2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300-1A	1.0	10B200	PROTEÇÃO

LIVRO DE INSTRUÇÕES	TI-3178	MASSA DO ÓLEO	15300	kg
MASSA TOTAL	55000	MASSA DA PEÇA MAIS PESADA PARA TRANSPORTE		kg
MASSA DA PARTE ATIVA	21700	ALTURA MÁXIMA PARA IÇAMENTO	10500	mm
MASSA DO TANQUE E ACESSÓRIOS	18000	PRESSÃO MÁX. SUPORTADA PELO TANQUE	0,103	Mpa
VOLUME DE ÓLEO	17000	Nº DO PEDIDO DE COMPRA	CONTRATO LXTE/EPC-007/10	

NOTA: O REATOR PODE SER SUSPENSO E MOVIMENTADO COM ÓLEO, BUCHAS, RADIADORES E CONSERVADOR O TANQUE, RADIADORES E CONSERVADOR SUPORTAM VÁCUO PLENO

INDÚSTRIA BRASILEIRA ZZ-0231036

1	SE XIANGU - 500kV
2	REATOR DERIVAÇÃO
3	PLACA DE IDENTIFICAÇÃO
4	
5	
6	
7	
8	

ANEXO B – TRECHO DO ESTUDO DE SELETIVIDADE - REATOR RTMCLR2

ELTMAN	Número do Documento		Rev.	Fl.	de
		/	0A	12	35

6 AJUSTES DA PROTEÇÃO PRINCIPAL DO BAY REATOR DE BARRA DA LT LARANJAL – MACAPÁ - 230 kV RELÉ - RET-670

FABRICANTE			ABB
Tipo	RET670	Versão	1.1
-		Software	PCM-600
TENSÃO			230kV
RTC – Lado Barra – 2TCRAX1		1200RM-1A	
RTC – Lado Baixa – 2TCRAX2		1200RM-1A	
DISJUNTORES C1/C2		252AX/252BX	

6.1 DESCRIÇÃO SUSCINTA DO RELÉ RET670

O relé RET670 especificado para a proteção do Reator poderia possuir as seguintes funções de proteção, conforme “Ordering information”:

- 1 Proteção diferencial de reator (PDIF, 87R) ;
- 3 Proteção de sobrecorrente de fase instantânea (PIOC, 50);
- 3 Proteção de sobrecorrente de neutro instantânea (PIOC, 50N);
- 3 Proteção de sobrecorrente de fase com 4 estágios (PTOC, 51/67);
- 3 Proteção de sobrecorrente residual com 4 estágios (PTOC, 51N/67N);
- 1 Proteção falha de disjuntor (RBRF, 50BF);
- 1 Proteção de sobretensão (PTOV, 59);
- 1 Proteção de subtensão (PTUV, 59);
- Localização de falta (RFLO);
- Lógica de trip TRP1 (PTRC, 94);

OBS.: Este estudo não contempla configuração da matriz, configuração do relé ou lógicas.

ELTMAN	Número do Documento			Rev.	Fl.	de
				/	0A	13

6.2 ANALOG MODULES - CONFIGURAÇÃO DE TC E TP

6.2.1 GENERAL SETTINGS – ANALOGINPUTS9IAND3U

PARAMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
NAMECH1	13 (nº caracteres)	I FASE A AT	
ChannelType1		Current	
CTStarPoint1	FromObject / ToObject	To Object	
CTsec1	1 - 10; Step 1	1	A
CTprim1	1 - 99999; Step 1	1200	A
NAMECH2	13 (nº caracteres)	I FASE B AT	
ChannelType2		Current	
CTStarPoint2	FromObject / ToObject	To Object	
CTsec2	1 - 10; Step 1	1	A
CTprim2	1 - 99999; Step 1	1200	A
NAMECH3	13 (nº caracteres)	I FASE V AT	
ChannelType3		Current	
CTStarPoint3	FromObject / ToObject	To Object	
CTsec3	1 - 10; Step 1	1	A
CTprim3	1 - 99999; Step 1	1200	A
NAMECH4	13 (nº caracteres)	I NEUTRO BT	
ChannelType4		Current	
CTStarPoint4	FromObject / ToObject	To Object	
CTsec4	1 - 10; Step 1	1	A
CTprim4	1 - 99999; Step 1	1200	A
NAMECH5	13 (nº caracteres)	-	
ChannelType5		-	
CTStarPoint5	FromObject / ToObject	-	
CTsec5	1 - 10; Step 1	-	A
CTprim5	1 - 99999; Step 1	-	A
NAMECH6	13 (nº caracteres)	-	
ChannelType6		-	
CTStarPoint6	FromObject / ToObject	-	

ELTMAN	Número do Documento			Rev.	Fl.	de
				/	0A	14

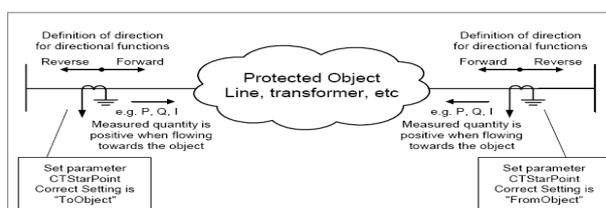
CTsec6	1 - 10; Step 1	-	A
CTprim6	1 - 99999; Step 1	-	A
CTStarPoint7	FromObject / ToObject	-	
CTsec7	1 - 10; Step 1	-	A
CTprim7	1 - 99999; Step 1	-	A
CTStarPoint8	FromObject / ToObject	-	
CTsec8	1 - 10; Step 1	-	A
CTprim8	1 - 99999; Step 1	-	A
CTStarPoint9	FromObject / ToObject	-	
CTsec9	1 - 10; Step 1	-	A
CTprim9	1 - 99999; Step 1	-	A
VTsec10	0.001-999.999; Step 0,001	-	V
VTprim10	0.05 - 2000.00; Step 0,05	-	kV
VTsec11	0.001-999.999; Step 0,001	-	V
VTprim11	0.05 - 2000.00; Step 0,05	-	kV
VTsec12	0.001-999.999; Step 0,001	-	V
VTprim12	0.05 - 2000.00; Step 0,05	-	kV

NOTA: Recomenda-se confirmar e/ou adequar as conexões dos TC's.

Descritivo dos Ajustes:

CTStarPoint: To Object

Os TC's estão aterrados do lado do reator.



TC Lado Barra – 2TCRAX1 = 1200/1 A

TC Lado Baixa – 2TCRAX2 = 1200/1 A

ELTMAN	Número do Documento		Rev.	Fl.	de
		/	0A	15	35

6.3 BASIC IED FUNCTIONS

6.3.1 PARAMETER SETTING GROUPS

6.3.2 GENERAL SETTINGS FOR THE Nº OF SET GRP

PARÂMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
SGC			
ActiveSetGrp	SettingGroup1 / SettingGroup2 / SettingGroup3 / SettingGroup4 / SettingGroup5 / SettingGroup6	SettingGroup1	-
NoOfSetGrp	1 – 6; Step 1	1	Nº

6.3.3 GENERAL SETTINGS FOR THE TERMINAL ID

PARAMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
TEID			
StationName	0 – 18; step 1	SE Macapá	
StationNumber	0 - 99999; step 1	1	
ObjectName	0 - 18; step 1	RE LT – Laranjal C1/C2	
ObjectNumber	0 - 99999; step 1	-	
UnitName	0 - 18; step 1	UPD2X	
UnitNumber	0 - 99999; step 1	-	

6.3.4 GENERAL SETTINGS – POWER SYSTEM - PRIMARY VALUES

PARAMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
RFR			
Frequency	50.0 60.0	60.0	Hz

6.3.5 GENERAL SETTINGS – MONITORING – DISTURBANCE REPORT

ELTMAN	Número do Documento			Rev.	Fl.	de
				/	0A	16

PARÂMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
RDRE			
Operation	Off / On	On	
PreFaultRecT	0,05 - 1,00	0,50	s
PostFaultRecT	0,1 - 10,0	1,0	s
TimeLimit	0,5 - 10,0	2,5	s
PostRetrig	Off / On	Off	
ZeroAngleRef	1 - 30	1	Ch
OpModeTest	Off / On	Off	

Partida da oscilografia pelos canais de partida e trip de todas função de proteções.

Recomenda-se todas as funções de proteção configuradas e os canais analógicos configurados na oscilografia.

6.4 RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION (PDIF, 87N)

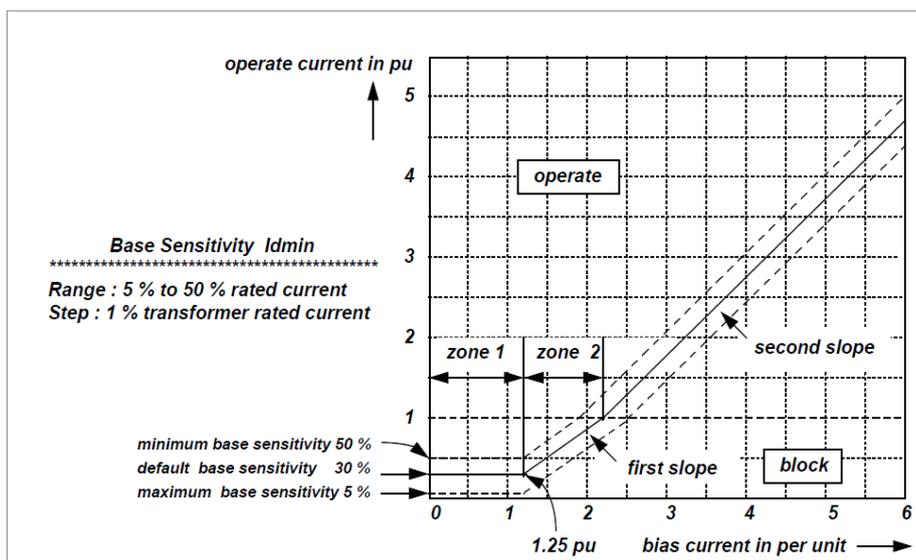


Figura 4. Curva de atuação para a função de proteção restrita à terra

ELTMAN	Número do Documento			Rev.	Fl.	de
				/	0A	17

PARÂMETRO	FAIXA DE AJUSTE	AJUSTE	UNIDADE
REFPDIF			
Operation	Off / On	On	
Ibase	1 – 99999	1200	A
IdMin	4.0 – 100.0	4.0%	%IB
ROA	60 – 90	60	Deg
CTFactorPri1	1.0 – 10.0	1.0	
CTFactorPri2	1.0 – 10.0	1.0	
CTFactorSec1	1.0 – 10.0	1.0	
CTFactorSec2	1.0 – 10.0	1.0	

Descritivo dos Ajustes:

Será utilizado valor de pickup igual a 70% da contribuição mínima do reator.

$$IdMin = 0,7 * 69,61 / 1200 = 0,0406$$

$$IdMin = 4\%$$

4.1 FUNÇÕES DE SOBRECORRENTE

Current Protection			
PhaseOverCurrent4Step (PTOC,51/67)			
TOC1			
General			
PARÂMETRO	AJUSTE	UNIDADE	DESCRIÇÃO
Operation	On		
Ibase	1200	A	
Ubase	230	kV	
AngleRCA	55	Deg	
AngleROA	80	Deg	
StartPhSel	1 out of 3	-	
IminOpPhSel	7	%IB	
2ndHarmStab	20	%IB	
Step 1 (50-AT)			
DirMode1	Non-directional	-	
Characterist1	IEC Def.Time	-	

C.2 SE XINGÚ

