

VALENTINA DE PAULA MARÇAL

**AVALIAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO COM  
*OUTFEED* EM LINHAS DE TRANSMISSÃO  
COM COMPENSAÇÃO SÉRIE**

Goiânia

2019

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR  
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE  
GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC nº 1204/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

**1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG):**

Nome completo do autor: Valentina de Paula Marçal

Título do trabalho: AVALIAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO COM *OUTFEED* EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

**2. Informações de acesso ao documento:**

Concorda com a liberação total do documento  SIM  NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF do TCCG.

Valentina de Paula Marçal  
(Nome completo do autor)<sup>2</sup>

Ciente e de acordo:

Maria Leonor Dória de Almeida  
(Nome completo do orientador)<sup>2</sup>

Data: 11 / 07 / 2019

<sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

<sup>2</sup> As assinaturas devem ser originais sendo assinadas no próprio documento, imagens coladas não serão aceitas.

VALENTINA DE PAULA MARÇAL

**AVALIAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO COM *OUTFEED*  
EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM  
COMPENSAÇÃO SÉRIE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de graduação em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Goiás – UFG

Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC

Orientadora: Profa. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida

Goiânia

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do  
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Marçal, Valentina de Paula

Avaliação do curto-circuito com outfeed em linhas de transmissão  
com compensação série [manuscrito] / Valentina de Paula Marçal. -  
2019.

LXXIX, 79 f.: il.

Orientador: Profa. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2019.

Bibliografia.

Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, lista de  
figuras, lista de tabelas.

1. Curto-circuito. 2. Outfeed. 3. Compensação série. 4. Linhas de  
transmissão. I. Almeida, Maria Leonor Silva de, orient. II. Título.

CDU 62:004.3/4

VALENTINA DE PAULA MARÇAL

**AVALIAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO COM *OUTFEED*  
EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM  
COMPENSAÇÃO SÉRIE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de graduação em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Goiânia, 11 de julho de 2019:

Maria Leonor Silva de Almeida

Profa. Dra. Maria Leonor Silva de  
Almeida  
Orientador

LINA PAOLA GARCES N.

Profa. Dra. Lina Paola Garces Negrete  
Examinador Interno

Renata Isabella P. de Oliveira

Renata Isabella Pinheiro de Oliveira  
Examinador Externo

Goiânia

2019



### ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

#### CURSO

( X ) Eng. Elétrica      (   ) Eng. Mecânica      (   ) Eng. de Computação  
(   ) Projeto Final 1      (   ) Projeto Final II

#### AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Título do projeto: **AVALIAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO COM *OUTFEED* EM LINHAS DE**

**TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE**

#### BANCA AVALIADORA

Membro 1: Maria Leonor Silva de Almeida

Membro 2: Lina Paola Garces Negrete

Membro 3: Renata Isabella Pinheiro de Oliveira

#### ESTUDANTES

Matrícula	Nome
201503478	Valentina de Paula Marçal

#### NOTAS

Matrícula	Membro 1				Membro 2				Membro 3				Média
	NPT	NTE	NAA	NF	NPT	NTE	NAA	NF	NPT	NTE	NAA	NF	
	10	9	10	9,55	10,0	10,0	10,0	10,0	10	9,5	10	9,87	9,8

NPT – Nota plano de trabalho; NTE – Nota do trabalho escrito; NAA – Nota de apresentação e arguição

Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação:  $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$

Para PFC1 da Eng. Da Computação:  $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

Goiânia, 11 de julho de 2019.

Maria Leonor Silva de Almeida  
Membro 1

LINA PAOLA GARCES N.  
Membro 2

Renata Isabella P. de Oliveira  
Membro 3

# Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por sempre me abençoar e estar presente guiando todos os momentos da minha vida. Pela oportunidade, concedida em cada dia que acordo, para crescer e me tornar uma pessoa melhor.

Agradeço à minha família por toda compreensão nas horas difíceis, por todo o apoio incondicional e incentivo ao longo de toda a graduação. Em especial à minha mãe, Luciene, por todos esses anos de amor e carinho, por estar comigo para me acalmar e dar força.

Agradeço à professora Maria Leonor Silva de Almeida, por todo companheirismo ao longo desses 2 anos de estudos na iniciação científica, principalmente pela paciência e compreensão. Obrigada por todos os ensinamentos tanto acadêmicos quanto de vida, pela orientação e pela disponibilidade.

Agradeço à professora Lina Paola Garces Negrete pela participação na banca examinadora. E ao professor Geyverson Teixeira de Paula por todas as palavras de apoio, incentivo nos momentos que mais precisei.

Agradeço à todos meus amigos, pela convivência, companhia e aprendizado ao longo de toda essa jornada juntos. Em especial ao João Paulo Tavares, Josephy Dias, Renata Pinheiro e Vitor Resende pelos conselhos, amizade, força e todo o suporte que me proporcionaram.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Goiás, e em especial aos professores da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação, que foram fundamentais em toda minha trajetória na graduação.

# Resumo

O emprego da compensação série em linhas de transmissão é vantajoso, pois aumenta a potência transmitida por esse equipamento. Apesar disso, a utilização de bancos de capacitores em série às linhas eleva a complexidade da proteção desses equipamentos. Dentre os fenômenos que podem comprometer a correta atuação da proteção de uma linha, cita-se a situação de curto-circuito com *outfeed*, no qual os sentidos das correntes na linha de transmissão continuam iguais ao da condição nominal de operação, a despeito de ter ocorrido uma falta interna. Como tanto a utilização de bancos de capacitores em série quanto a proteção empregada nesses bancos contribuem para a incidência de curtos-circuitos com *outfeed*, este trabalho objetiva avaliar a ocorrência desse fenômeno em uma linha de transmissão compensada. Para tanto, foi modelada, por meio do *software Alternative Transient Program (ATP)*, uma linha de transmissão de 500 kV e 400 km com compensação série, a qual foi submetida a diferentes tipos de curtos-circuitos internos. Fundamentado nos resultados obtidos, realizaram-se análises da sensibilidade paramétrica, no *software Octave*, a fim de verificar como o carregamento do sistema, o tipo de falta, a resistência e a localização de falta contribuem para a existência de curtos-circuitos com *outfeed*.

**Palavras-chave:** Curto-circuito. *Outfeed*. Compensação Série. Linhas de Transmissão.

# Abstract

The use of series compensation in transmission lines is advantageous as it increases the power transmitted by this equipment. Nevertheless, the use of capacitor banks in series to lines raises the complexity of the protection of these equipments. Among the phenomena that can compromise the correct performance of line protection, it's mentioned fault situation with *outfeed*, in which currents directions in the transmission line remain the same as the nominal operating condition, despite having an internal fault occurred. As both the use of capacitor banks in series and the protection employed in these banks contribute to the incidence of faults with *outfeed*, this work aims to evaluate the occurrence of this phenomenon in series compensated transmission line. For that, a 500 kV and 400 km transmission line with series compensation was modeled, through the *Alternative Transient Program* (ATP) software, which was submitted to different types of internal faults. Based on the obtained results, parametric sensitivity analyzes, through the *Octave* software, were carried out to verify how system load, type of fault, resistance and fault location contribute to the existence of faults with *outfeed*.

**Keywords:** Faults. *Outfeed*. Series Compensation. Transmission Lines.

# Lista de ilustrações

Figura 2.1 – Linha de transmissão sem compensação série . . . . .	22
Figura 2.2 – Capacidade de transferência de potência da linha, em unidades SIL. . .	24
Figura 2.3 – Linha de transmissão com compensação série nas extremidades da LT .	24
Figura 2.4 – Linha de transmissão com compensação série no centro da LT . . . . .	25
Figura 2.5 – Transferência de potência em função do seu carregamento angular. . .	27
Figura 2.6 – Critério das áreas iguais para estabilidade. . . . .	28
Figura 2.7 – Efeito da compensação série sobre a estabilidade do sistema. . . . .	29
Figura 2.8 – Transferência de potência para diferentes graus de compensação. . . . .	30
Figura 2.9 – Definição das faltas internas e externas à linha compensada. . . . .	31
Figura 2.10 – Proteção por <i>spark gap</i> somente . . . . .	34
Figura 2.11 – Proteção por MOV somente . . . . .	34
Figura 2.12 – Proteção por <i>spark gap</i> associado ao MOV . . . . .	35
Figura 2.13 – Corrente no sentido normal em uma LT compensada . . . . .	37
Figura 2.14 – Inversão de corrente em LT compensada . . . . .	38
Figura 2.15 – Inversão de tensão em LT compensada . . . . .	39
Figura 3.1 – Operação nominal . . . . .	41
Figura 3.2 – Curto-circuito sem <i>outfeed</i> . . . . .	42
Figura 3.3 – Curto-circuito com <i>outfeed</i> . . . . .	43
Figura 3.4 – Inversão de corrente em linhas compensadas . . . . .	44
Figura 3.5 – A medida da impedância depende do estado do GAP . . . . .	45
Figura 3.6 – Capacitores no final da linha são mais críticos para os elementos de distância do que os capacitores no meio da LT . . . . .	46
Figura 3.7 – Efeito da corrente de <i>infeed</i> na configuração de relés de distância . . .	49
Figura 3.8 – Diagramas de blocos da proteção diferencial baseada no plano alfa. (a) geral. (b) relé . . . . .	50
Figura 4.1 – Sistema elétrico analisado . . . . .	53
Figura 4.2 – Banco de capacitores em série, e sua proteção, por fase: (a) arranjo implementado; (b) bloco na MODELS que implementam a lógica de controle do GAP . . . . .	54
Figura 4.3 – Casos 1, 2 e 3 (caso 1: p=5%, caso 2: p=50%, caso 3: p=95%), AT, $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto. . . . .	56
Figura 4.4 – Casos 13, 14 e 15 (caso 13: p=5%, caso 14: p=50%, caso 15: p=95%), AT, $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto . . . . .	58

Figura 4.5 – Caso 4, BCT, $p=5\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	59
Figura 4.6 – Caso 5, BCT, $p=50\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	60
Figura 4.7 – Caso 6, BCT, $p=95\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	61
Figura 4.8 – Caso 16, BCT, $p=5\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	61
Figura 4.9 – Caso 17, BCT, $p=50\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	62
Figura 4.10–Caso 18, BCT, $p=95\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	63
Figura 4.11–Caso 7, BC, $p=5\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	64
Figura 4.12–Caso 8, BC, $p=50\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	65
Figura 4.13–Caso 9, BC, $p=95\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	65
Figura 4.14–Caso 19, BC, $p=5\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	66
Figura 4.15–Caso 20, BC, $p=50\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	67
Figura 4.16–Caso 21, BC, $p=95\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	68
Figura 4.17–Caso 10, ABC, $p=5\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	68
Figura 4.18–Caso 11, ABC, $p=50\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto	69
Figura 4.19–Caso 12, ABC, $p=95\%$ , $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto	70
Figura 4.20–Caso 22, ABC, $p=5\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto .	70
Figura 4.21–Caso 23, ABC, $p=50\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto	71
Figura 4.22–Caso 24, ABC, $p=95\%$ , $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto	72

# Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Curtos-circuitos simulados nas ASPs e suas características . . . . .	55
---	----

# Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASP	Análises da Sensibilidade Paramétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BC	Banco de capacitores
CS	Compensação Série
DD	Disjuntor de desvio
GAP	<i>Spark GAP</i> ou Centelhador
LT	Linha de Transmissão
LTC	Linha de Transmissão Compensada
MOV	Varistor de Óxido Metálico
ONS	Operador Nacional do Sistema
RL	Circuito de Amortecimento
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIL	Surge Impedance Loading
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIR	<i>System Impedance Ratio</i>
TC	Transformador de Corrente
TCTRT	Taxa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento Transitória
TP	Transformador de Tensão
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória

# Lista de símbolos

$C$	Capacitância do banco de capacitores
$\delta$	Diferença angular entre os terminais local e remoto
$\delta_{cr}$	ângulo crítico
$\delta_0$	Ângulo de carregamento no qual inicia o curto-circuito
$\delta_1$	Ângulo de carregamento no qual termina o curto-circuito
$\delta_2$	Ângulo de carregamento no qual a área A2 se iguala à area A1
$DJ$	Disjuntor da linha de transmissão
$f_{er}$	Frequência elétrica
$f_0$	Frequência fundamental do circuito
$GAP_{LA}$	GAP local para falta na fase A
$GAPL_{A5\%}$	GAP local para falta na fase A em 5% da LT
$GAPL_{A50\%}$	GAP local para falta na fase A em 50% da LT
$GAPL_{A95\%}$	GAP local para falta na fase A em 95% da LT
$GAPL_{B5\%}$	GAP local para falta na fase B em 5% da LT
$GAPL_{B50\%}$	GAP local para falta na fase B em 50% da LT
$GAPL_{B95\%}$	GAP local para falta na fase B em 95% da LT
$GAPL_{C5\%}$	GAP local para falta na fase C em 5% da LT
$GAPL_{C50\%}$	GAP local para falta na fase C em 50% da LT
$GAPL_{C95\%}$	GAP local para falta na fase C em 95% da LT
$GAP_{RA}$	GAP remoto para falta na fase A
$GAPR_{95\%}$	GAP remoto para falta em 95% da LT
$GAPR_{A5\%}$	GAP remoto para falta na fase A em 5% da LT
$GAPR_{A50\%}$	GAP remoto para falta na fase A em 50% da LT

$GAPR_{A95\%}$	GAP remoto para falta na fase A em 95% da LT
$GAPR_{B5\%}$	GAP remoto para falta na fase B em 5% da LT
$GAPR_{B50\%}$	GAP remoto para falta na fase B em 50% da LT
$GAPR_{B95\%}$	GAP remoto para falta na fase B em 95% da LT
$GAPR_{C5\%}$	GAP remoto para falta na fase C em 5% da LT
$GAPR_{C50\%}$	GAP remoto para falta na fase C em 50% da LT
$GAPR_{C95\%}$	GAP remoto para falta na fase C em 95% da LT
$I$	Corrente que flui do terminal local para o remoto
$i_c$	Corrente no capacitor
$\bar{I}_{CARGA}$	Fasor de corrente de carga
$\bar{I}'_{CC}$	Fasor de corrente de curto-circuito vinda da barra local
$\bar{I}''_{CC}$	Fasor de corrente de curto-circuito vinda da barra remota
$I_{LB}$	Módulo da corrente no terminal local na fase B
$I_{LC}$	Módulo da corrente no terminal local na fase C
$I_{LNOM}$	Módulo da corrente nominal no terminal local
$I_{L5\%}$	Módulo da corrente no terminal local para falta em 5% da LT
$I_{L50\%}$	Módulo da corrente no terminal local para falta em 50% da LT
$I_{L95\%}$	Módulo da corrente no terminal local para falta em 95% da LT
$I_{NOM}$	Módulo da corrente nominal
$\bar{I}_R$	Fasor de corrente na barra R
$I_{RB}$	Módulo da corrente no terminal remoto na fase B
$I_{RC}$	Módulo da corrente no terminal remoto na fase C
$I_{RNOM}$	Módulo da corrente nominal no terminal remoto
$I_{R5\%}$	Módulo da corrente no terminal remoto para falta em 5% da LT
$I_{R50\%}$	Módulo da corrente no terminal remoto para falta em 50% da LT
$I_{R95\%}$	Módulo da corrente no terminal remoto para falta em 95% da LT

$i_r(t)$	Corrente no terminal receptor (barra r)
$\bar{I}_S$ ou $\hat{I}_S$	Fasor de corrente na barra S
$i_s(t)$	Corrente no terminal emissor (barra s)
$\bar{I}_{TC-L}$	Fasor de corrente no transformador de corrente local
$\bar{I}_{TC-R}$	Fasor de corrente no transformador de corrente remoto
$\hat{I}_U$	Fasor de corrente do tap do sistema
$L$	Indutância da linha de transmissão
$P_a$	Potência de aceleração
$P_{Cmáx}$	Potência máxima transferida para uma linha compensada
$P_e$	Potência elétrica transferida entre os terminais local e remoto
$P_m$	Potência mecânica
$P_{máx}$	Potência máxima transferida
$P_{0máx}$	Potência máxima transferida para uma linha sem compensação
$P_n$	Potência natural trifásica
$R_f$	Resistência de falta
$R_L$	Resistência entre os terminais local e remoto
$R_S$	Relé $R_S$
$SIR_L$	SIR no terminal local
$SIR_R$	SIR no terminal remoto
$S_L$ ou $SL$	Fonte local da linha de transmissão
$S_R$ ou $SR$	Fonte remota da linha de transmissão
$TC$	Transformador de Corrente
$TC - L$	Transformador de corrente local
$TC - R$	Transformador de corrente remoto
$u(t)$	Tensão na barra monitorada
$V$	Tensão de linha de rede

$V_L$	Tensão no terminal local
$V_{lim}$	Tensão máxima sobre o banco de capacitor
$V_M$	Tensão da fonte
$V_R$	Tensão no terminal remoto ou tensão sobre o relé
$\bar{V}_R$	Tensão na barra R
$\bar{V}_S$	Tensão na barra S
$w$	Frequência angular da rede
$X_C$	Reatância do banco de capacitores inseridos na linha de transmissão
$X_L$	Reatância indutiva da linha de transmissão
$X_M$	Reatância da fonte
$X_S$	Reatância indutiva antes da barra S
$X_{2S}$	Reatância da sequência negativa
$X_{0S}$	Reatância da sequência zero
$XT_{LT}$	Reatância total da linha de transmissão
$Z_L$	Impedância característica da linha de transmissão
$Z_{SL}$	Impedância da fonte local da linha de transmissão
$Z_{SR}$	Impedância da fonte remota da linha de transmissão

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
<b>1.1</b>	<b>CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA</b>	<b>19</b>
<b>1.2</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>20</b>
<b>1.3</b>	<b>ORGANIZAÇÃO DO TEXTO</b>	<b>21</b>
<b>1.4</b>	<b>PUBLICAÇÕES</b>	<b>21</b>
<b>2</b>	<b>COMPENSAÇÃO SÉRIE</b>	<b>22</b>
<b>2.1</b>	<b>FUNDAMENTOS DA COMPENSAÇÃO SÉRIE</b>	<b>22</b>
<b>2.2</b>	<b>CONTRIBUIÇÃO DA COMPENSAÇÃO PARA A ESTABILIDADE DO SISTEMA</b>	<b>25</b>
<b>2.3</b>	<b>PROTEÇÃO DO BANCO DE CAPACITOR</b>	<b>30</b>
2.3.1	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	32
2.3.1.1	VARISTOR DE ÓXIDO METÁLICO (MOV)	32
2.3.1.2	CENTELHADOR (GAP)	32
2.3.1.3	DISJUNTOR DE DESVIO	33
2.3.1.4	CIRCUITO AMORTECEDOR	33
2.3.2	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO	33
2.3.2.1	PROTEÇÃO POR <i>SPARK GAP</i> SOMENTE	33
2.3.2.2	PROTEÇÃO POR MOV SOMENTE	34
2.3.2.3	PROTEÇÃO POR <i>SPARK GAP</i> ASSOCIADO AO MOV	35
<b>2.4</b>	<b>IMPACTOS DA COMPENSAÇÃO SÉRIE</b>	<b>36</b>
2.4.1	TENSÃO DE RESTABELECIMENTO TRANSITÓRIA	36
2.4.2	INVERSÃO DE TENSÃO E CORRENTE	37
2.4.3	EFEITOS DOS TRANSITÓRIOS PARA A PROTEÇÃO DA REDE	39
2.4.4	IMPEDÂNCIAS DE FASE DESBALANCEADAS	40
2.4.5	RESSONÂNCIA SUBSÍNCRONA	40
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>41</b>
<b>4</b>	<b>APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS</b>	<b>56</b>
<b>4.2</b>	<b>CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS COM TERRA</b>	<b>59</b>
<b>4.3</b>	<b>CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS SEM TERRA</b>	<b>63</b>
<b>4.4</b>	<b>CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS</b>	<b>68</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>73</b>

**REFERÊNCIAS . . . . . 76**

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O desenvolvimento da infra-estrutura mundial resultou no aumento da demanda por energia elétrica de forma confiável e ininterrupta. No Brasil a transmissão de energia elétrica é realizada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN se estende por praticamente todo território brasileiro e é constituído por um enorme e complexo sistema formado por diversos equipamentos elétricos, os quais operam conjuntamente visando uma maior continuidade no suprimento de energia elétrica para todas as regiões do país.

Dessa forma, esse sistema é indispensável, pois possibilita o intercâmbio de grandes blocos de energia nas diversas regiões brasileiras de acordo com a capacidade de geração e a necessidade do consumo de energia elétrica. Por exemplo, se uma região tem excesso de energia disponível em algumas épocas do ano, outra região com escassez na mesma época pode absorver essa energia excedente.

Essa interligação é vantajosa, uma vez que aumenta a capacidade de reserva energética global das instalações de geração ainda que ocorra um acidente em alguma central do sistema elétrico. Além disso, essa interligação também possibilita a construção de usinas maiores e mais eficientes que aumentam a confiabilidade de abastecimento em situações de emergência.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Além disso, esse órgão é incumbido do planejamento da operação dos sistemas isolados do país<sup>1</sup>, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Nesse contexto, as linhas de transmissão (LT) são os principais elementos responsáveis pela troca de grandes blocos de energia por longas distâncias. Nesse cenário, a compensação série tem sido bastante utilizada, porque diminui a reatância total da linha, melhora a estabilidade eletromecânica do sistema e, conseqüentemente, aumenta a transferência de potência. Segundo Anderson (1996), a compensação série melhora a regulação da tensão, uma vez que reduz as perdas indutivas da linha, diminuindo também os requerimentos de isolamento da linha. Outra vantagem pautada por Anderson (1996), é que a utilização da compensação série ainda promove quedas de tensão menos críticas frente a distúrbios na rede. Além disso, o uso do banco de capacitores em série à LT reduz

---

<sup>1</sup> Atualmente, existem 237 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1% da carga total do país. A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel.(ONS,2019)

os impactos ambientais de se construir uma nova linha. Essa alternativa é mais econômica, pois torna desnecessário o estudo para a aprovação ou não de licenças ambientais.

A despeito de todos os benefícios da inserção do banco de capacitores em série à LT, esse tipo de conexão provoca um aumento na ocorrência de situações críticas de operação da linha, denominados de curtos-circuitos com *outfeed*. Para exemplificar os curtos-circuitos com *outfeed*, considera-se uma linha de transmissão em condições nominais de operação, com o fluxo de potência no sentido do terminal local para o terminal remoto. Nessas condições nominais, os fasores de correntes medidos pelos transformadores de corrente (TCs) dos terminais são defasados de 180 graus. Quando ocorre uma falta interna à linha de transmissão, as correntes medidas pelos TCs não estão defasadas e permanecem entrando na linha, no sentido de alimentar o curto-circuito.

Por outro lado, em curtos-circuitos com *outfeed*, o módulo da corrente de falta é geralmente muito pequeno e inferior a corrente de carga. Desse modo, a corrente no terminal remoto que deveria entrar na linha para alimentar a falta permanece saindo da LT. Os fasores de correntes resultantes medidos pelos TCs persistem defasados de 180 graus. A situação de *outfeed* se assemelha muito à operação nominal do sistema, o que dificulta a identificação do curto-circuito pela proteção da linha de transmissão podendo causar sérios problemas na rede.

Nesse cenário, o objetivo deste trabalho é investigar sobre os diferentes parâmetros que afetam a ocorrência do curto-circuito com *outfeed* em linhas de transmissão longas. Para isso, avalia-se uma linha de transmissão com compensação série de 500 kV e 400 km no *software Alternative Transient Program* (ATP), quando submetida a diferentes curtos-circuitos internos obtidos variando-se o tipo de curto-circuito, o carregamento do sistema, o valor da resistência e a localização da falta. Além disso, os resultados são interpretados com base em análises da sensibilidade paramétrica.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* e suas principais causas em uma linha de transmissão com compensação série. Para tal, seguem os objetivos específicos.

- Revisar os fundamentos teóricos da compensação série em uma linha de transmissão.
- Analisar o esquema de proteção do banco de capacitores e seus impactos na linha de transmissão.
- Desenvolver uma revisão do estado da arte sobre curtos-circuitos com *outfeed*.

- Avaliar quais são os principais aspectos que provocam a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* na linha de transmissão com compensação série.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho de conclusão de curso está estruturado da seguinte maneira:

- No Capítulo 2, abordam-se os conceitos teóricos da compensação série em uma linha de transmissão. Descrevem-se os principais benefícios e problemas da introdução de um banco de capacitores em série à linha de transmissão. Também é apresentado nesse capítulo, a proteção utilizada no banco de capacitor.
- No Capítulo 3, realiza-se uma revisão bibliográfica sobre curtos-circuitos com *outfeed*, contribuindo para um melhor entendimento do tema de estudo.
- No Capítulo 4, apresenta-se a análise dos resultados das simulações realizadas nos softwares *Alternative Transient Program(ATP)* e *Octave*. Foram realizadas diversas simulações alterando o tipo de curto-circuito (monofásico, bifásico, bifásico-terra e trifásico), a localização da falta, o carregamento do sistema e a resistência de falta.
- No Capítulo 5, resumem-se os resultados do estudo, descrevendo as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

### 1.4 PUBLICAÇÕES

Os estudos desenvolvidos durante a iniciação científica realizada, que culminou na escrita desse trabalho de conclusão de curso, também possibilitou a publicação dos seguintes artigos em anais de conferências nacionais:

- ALMEIDA, M. L. S. de; BARBOSA, I. T.; MARÇAL, V. de P.; SILVA, K. M. e. "Aplicação da proteção diferencial baseada no plano alfa de potências complexas em uma linha de transmissão compensada". apresentado no XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA) e premiado no XVI Prêmio UFG de Iniciação Científica, 2018.
- ALMEIDA, M. L. S. de; LOPES, F. V.; MARÇAL, V. de P.; SILVA, K. M. e. "Avaliação do curto-circuito com *Outfeed* em linhas de transmissão compensadas". apresentado no XVIII Encontro Regional Ibero-americano do Cigré - ERIAC, 2019.

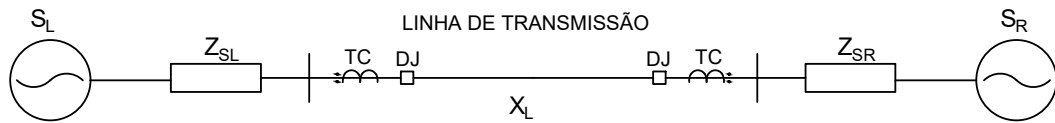
## 2 COMPENSAÇÃO SÉRIE

### 2.1 FUNDAMENTOS DA COMPENSAÇÃO SÉRIE

A compensação série possibilita a transmissão da carga do sistema por longas distâncias, aumentando a capacidade de transferência de potência em linhas de transmissão. Isso ocorre, pois, ao conectar bancos de capacitores em série à LT, a reatância total da linha é reduzida. Conseqüentemente, as perdas reativas da linha diminuem e a estabilidade eletromecânica do sistema aumenta. Desse modo, a compensação série tem sido bastante utilizada em linhas de transmissão longas.

A Figura 2.1 apresenta uma linha de transmissão sem compensação série. Nessa figura, observa-se que a reatância total da linha é igual a reatância indutiva da linha  $XT_{LT} = X_L$ .

Figura 2.1 – Linha de transmissão sem compensação série



Fonte: O autor.

Nesse cenário, a linha de transmissão pode ser descrita em função de sua capacidade nominal de transferência de potência, conhecida pelo termo em inglês *Surge Impedance Loading* - SIL. De acordo com Anderson (1996), o SIL define a potência transferida por uma linha, cuja razão entre tensão e corrente no terminal remoto é equivalente à sua impedância característica. Nessa condição, a potência reativa produzida pela capacitância *shunt* é integralmente consumida pela indutância série em todos os pontos da linha ( $V^2wC = I^2wL$ ) (CONCEIÇÃO, 2015). Assim, matematicamente, o SIL é descrito por:

$$SIL = \frac{V^2}{Z_L^*} = \frac{V^2(R_L + jX_L)}{|Z_L|^2}, \quad (2.1)$$

sendo:  $V$  a tensão de linha da rede, em Volts;  $R_L$  a resistência entre os terminais local e remoto, em Ohms;  $X_L$  a reatância entre os terminais local e remoto, em Ohms;  $Z_L$  a impedância característica da linha de transmissão, em Ohms;  $w$  a frequência angular da

rede, em radianos por segundo;  $C$  a capacitância do banco, em *Faradays*;  $L$  a indutância série, em *Henry* e  $I$  a corrente que flui do terminal local para o remoto, em Amperes.

Para linhas de alta tensão, a resistência por unidade de comprimento é muito pequena em comparação à indutância, de modo que pode ser desconsiderada sem prejudicar a validade do modelo matemático. Em geral, tem-se uma razão de  $L/R > 20$ . Somada a essa relação, tem-se que a condutância é praticamente nula para redes aéreas (ANDERSON, 1996). Tendo em vista tais considerações, de acordo com Conceição (2015) torna-se viável a aproximação por uma linha sem perdas. Simplificando a impedância característica da linha, considera-se que:

$$Z_L = \sqrt{\frac{L}{C}} = R_L, \quad (2.2)$$

Adotando essa simplificação à Equação 2.1, o carregamento natural da linha de transmissão pode ser resumido na Equação 2.3:

$$P_n = \frac{V^2}{R_L}, \quad (2.3)$$

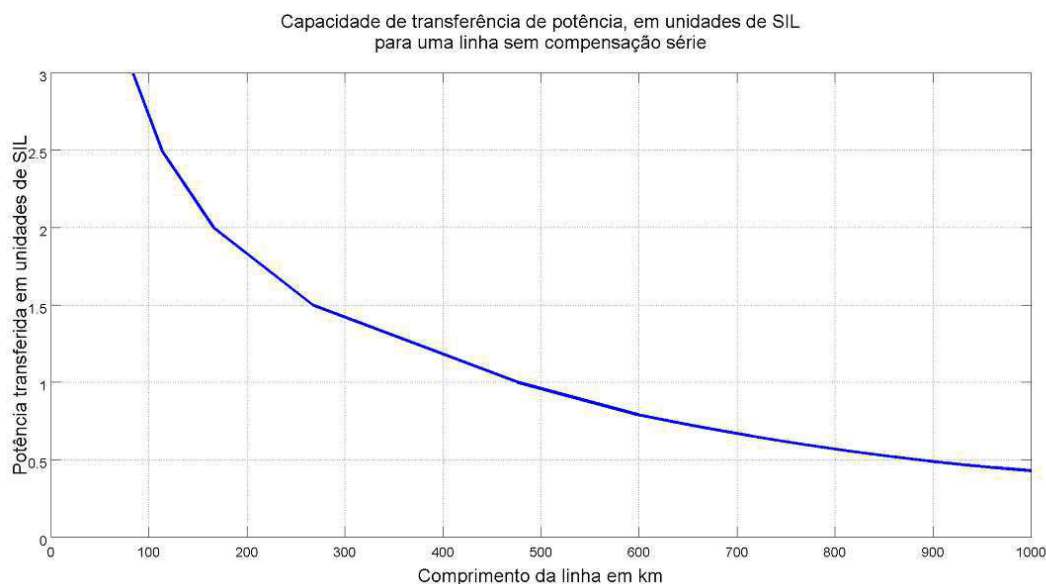
sendo:  $P_n$  a potência natural trifásica, em Watts e  $V$  a tensão de linha da rede, em Volts.

Destaca-se que as considerações a seguir atendem à tal simplificação. A condição ideal de operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) define que uma linha de transmissão, operando com seu carregamento natural, tenha perfis de tensão e corrente constantes. Assim, a maioria dos problemas envolvidos na transmissão estão associados a situações nas quais o carregamento da linha difere da sua potência nominal. Para carregamentos superiores ao SIL, por exemplo, é necessário fornecer potência reativa capacitiva ao sistema, a fim de manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis de operação. Por outro lado, para carregamentos inferiores, a potência reativa capacitiva em excesso prejudica o funcionamento adequado da rede (CONCEIÇÃO, 2015).

O SIL é de grande funcionalidade para representar as limitações de transferência de potência de uma linha de transmissão (ANDERSON, 1996). Tal aplicação é demonstrada na Figura 2.2, a qual relaciona a capacidade de transferência de potência de uma linha não compensada, em unidades de SIL, à sua extensão.

Ainda de acordo com Conceição (2015), apesar de configurar somente uma estimativa e variar para sistemas distintos, o comportamento ilustrado na Figura 2.2 evidencia que a potência transferida é limitada e que, para linhas extensas, ela se restringe a valores inferiores ao SIL da rede. A aplicação da compensação série, por conseguinte, faz-se indispensável para melhorar o aproveitamento da linha de transmissão, ao passo que eleva a potência natural da linha.

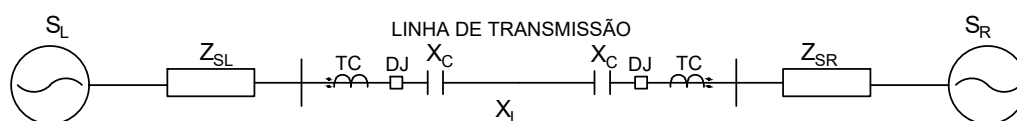
Figura 2.2 – Capacidade de transferência de potência da linha, em unidades SIL.



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015).

Para exemplificar como a compensação série diminui a reatância total da linha, a Figura 2.3 exibe uma linha de transmissão com compensação série nas extremidades da LT. Nessa figura, observa-se que a reatância total da linha é igual a reatância indutiva da linha menos a reatância dos capacitores  $XT_{LT} = X_L - 2X_C$ . Logo, a reatância total da linha diminui e a capacidade de transferência de potência do sistema aumenta.

Figura 2.3 – Linha de transmissão com compensação série nas extremidades da LT



Fonte: O autor.

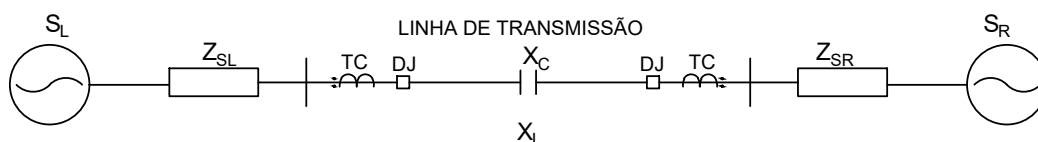
Outras vantagens da compensação série são que ela reduz as quedas de tensão no circuito e os impactos associados à rejeição de carga. Além disso, essa técnica restringe os efeitos relacionados à perda de uma unidade geradora ou de uma linha de transmissão. Todas essas vantagens melhoram a regulação de tensão ao longo da linha (MILLER, 1982).

Existem dois tipos de instalação da compensação série. O primeiro tipo, ilustrado na Figura 2.3, se refere a dois bancos de capacitores idênticos instalados em série nas extremidades da linha de transmissão. Essa configuração é a mais utilizada em grande parte

dos sistemas elétricos do Brasil e nos Estados Unidos (GRUNBAUM; SAMUELSSON, 2005). As vantagens desse arranjo estão relacionadas ao melhor custo-benefício. Aproveitam-se as instalações já existentes favorecendo a implantação e manutenção dos equipamentos desse arranjo. Dessa forma, a instalação dos bancos de capacitores próximos às subestações (SEs) possibilita que as operações de controle e de proteção sejam executadas pelos próprios operadores da subestação (GONÇALVES, 2007) (ANDERSON, 1996). Apesar dessas vantagens, a instalação dos capacitores nas extremidade da LT pode comprometer o funcionamento dos relés de distância, devido à problemas de inversão de fase (BORGES, 2007).

O segundo tipo de instalações, apresentado na Figura 2.4, se refere a um único banco de capacitor instalado no centro da linha de transmissão. A instalação do banco no centro da LT garante maior eficiência em relação ao primeiro tipo, pois requer bancos de capacitores menores à medida que o comprimento da linha de transmissão aumenta. Esse arranjo é bastante empregado nas redes da África do Sul, Canadá e Turquia. Outra vantagem desse tipo de instalação é que ela não contribui para a ocorrência de inversão de tensão e de corrente. Assim, durante a ocorrência de curtos-circuitos o banco de capacitores fica exposto a surtos menos severos (GONÇALVES, 2007).

Figura 2.4 – Linha de transmissão com compensação série no centro da LT



Fonte: O autor.

Em função de sua localização distante das instalações das subestações, a compensação série ao longo da linha requer novas concessões de terra e licenças ambientais para a construção de uma nova subestação. Portanto, essa instalação torna-se mais onerosa. Esse fator faz que, apesar de mais eficiente, esse arranjo seja menos utilizado que o primeiro tipo (CONCEIÇÃO, 2015).

## 2.2 CONTRIBUIÇÃO DA COMPENSAÇÃO PARA A ESTABILIDADE DO SISTEMA

O conceito da estabilidade do sistema elétrico é definido quando a potência gerada pelas unidades geradoras é igual a potência consumida pela carga. Para garantir a estabilidade em um sistema elétrico, deve-se observar três aspectos básicos:

- Continuidade: capacidade do sistema fornecer energia elétrica de maneira contínua e ininterrupta.
- Qualidade: capacidade de fornecer energia elétrica dentro dos níveis aceitáveis de tensão e frequência. É a capacidade da rede de se manter em equilíbrio durante condições normais de operação e de restabelecê-lo após perturbações no sistema.
- Economia: é a capacidade de atender os aspectos anteriores, visando o melhor custo-benefício.

Nesse contexto, quando a demanda da energia gerada é diferente da consumida, ocorrem perturbações, as quais podem comprometer o funcionamento do sistema. Destacam-se a seguir três tipos de perturbações:

- Mudanças na configuração do sistema elétrico decorrentes do desligamento de uma linha de transmissão, devido a um curto-circuito, o que provoca o acréscimo ou retirada de capacitores em série ou de reatores em *shunt*.
- Mudanças na carga, devido à rejeição ou aumento súbito de carga.
- Mudanças na geração, devido à perda de sincronismo, à inserção de novos geradores operando em paralelo ou pelo acréscimo de geração distribuída.

Portanto, um sistema é dito estável quando ele é capaz de amortecer as oscilações causadas pelas perturbações e voltar a operar em um ponto estável diferente daquele que possuía antes da ocorrência da perturbação. Caso as oscilações geradas não sejam amortecidas após a perturbação, o sistema é instável.

A estabilidade em regime permanente de operação é causada por mudanças programadas (gradativas e lentas) no sistema, como a retirada de uma linha de transmissão para manutenção ou inserção de carga. O estudo dessas mudanças gradativas e lentas pode durar cerca de 300 segundos após a ocorrência do evento.

Contrariamente, a estabilidade transitória está relacionada a mudanças não programadas no sistema como curtos-circuitos. Essas variações bruscas de geração e/ou cargas podem provocar perda de sincronismo entre as máquinas síncronas ligadas ao sistema. Os estudos da estabilidade transitória se estendem por um período de tempo de até, aproximadamente, 1 segundo.

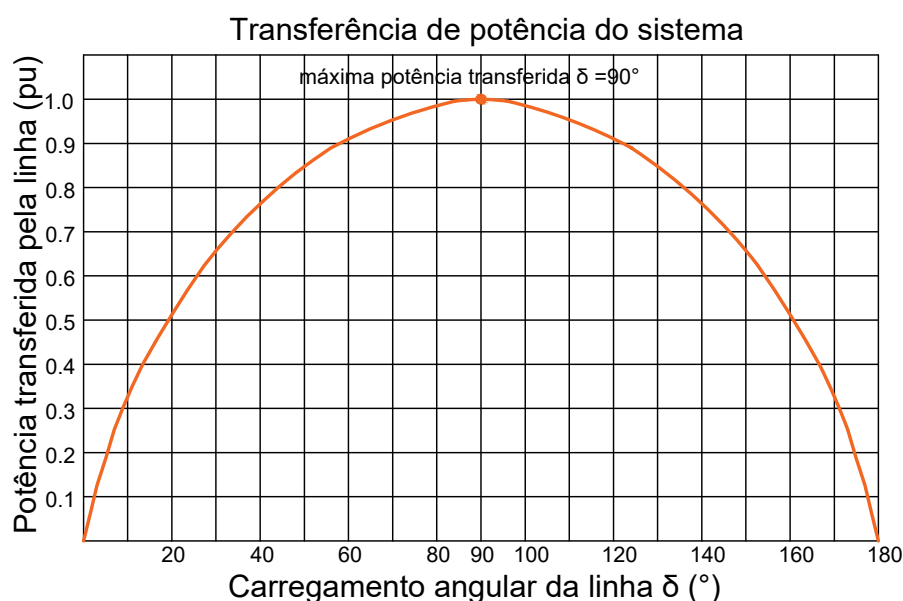
Matematicamente, a estabilidade está diretamente relacionada com a equação de transferência de potência do sistema, definida a seguir.

$$Pe = \frac{V_L V_R \sin(\delta)}{XT_{LT}}, \quad (2.4)$$

sendo:  $P_e$  a potência elétrica transferida entre os terminais local e remoto;  $XT_{LT}$  a reatância entre os terminais local e remoto, medida em Ohms;  $\delta$  a diferença angular entre os terminais local e remoto, conhecido como carregamento angular da linha, em graus;  $V_L$  a tensão no terminal local, em Volts e  $V_R$  a tensão no terminal remoto, em Volts.

Conforme observado na Equação 2.4, a potência elétrica  $P_e$  depende do carregamento angular da linha  $\delta$ . A relação entre esses dois parâmetros é exibida na Figura 2.5, tal que a máxima transferência de potência  $P_e = P_{máx} = 1 p.u.$  ocorre quando o carregamento angular  $\delta$  é igual a 90 graus. Assim, da Equação 2.4 tem-se a relação que a potência elétrica máxima é inversamente proporcional à reatância total da linha  $P_{max} = \frac{V_L V_R}{X_{T_{LT}}}$ .

Figura 2.5 – Transferência de potência em função do seu carregamento angular.

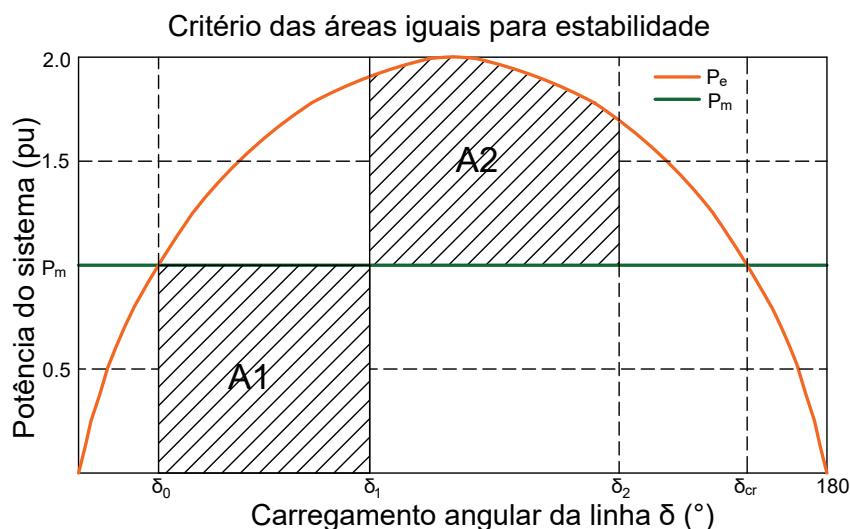


Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015, Adaptado).

Fundamentado na relação descrita anteriormente, o critério das áreas iguais é definido como o método utilizado para avaliação da estabilidade do sistema após distúrbios na rede. Considerando um sistema elétrico com duas máquinas, avalia-se a ocorrência de um curto-circuito, cuja condição inicial de falta seja definida por um ângulo de carregamento  $\delta_0$ . O carregamento da linha, altera de  $\delta_0$  a  $\delta_1$ , condição equivalente ao momento de eliminação do curto-circuito. A Figura 2.6 ilustra o critério das áreas para essa situação.

Durante o intervalo do curto-circuito, de  $\delta_0$  a  $\delta_1$ , a potência elétrica se reduz a zero. Portanto, observa-se na Figura 2.6 que potência de aceleração  $P_a$  é definida apenas pela potência mecânica do sistema  $P_m$  (reta em verde), de forma que a área de aceleração é denotada por A1. Quando o curto-circuito é extinto, em  $\delta_1$ , a potência elétrica  $P_e$  (curva

Figura 2.6 – Critério das áreas iguais para estabilidade.



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015, Adaptado).

em laranja) torna-se maior do que a potência mecânica  $P_m$  (reta em verde), de modo a desacelerar as máquinas síncronas. A área de desaceleração é então denotada por A2.

Dessa maneira, o critério das áreas iguais estabelece que a área referente a aceleração seja igual a de desaceleração das máquinas. A aceleração das máquinas ( $P_m - P_e > 0$ ) corresponde à área A1 da Figura 2.6 e define situações em que a potência mecânica  $P_m$  é superior a potência elétrica  $P_e$ . De forma análoga, a desaceleração das máquinas ( $P_m - P_e < 0$ ) equivale as situações em que a potência elétrica  $P_e$  é superior à mecânica  $P_m$  e é representada pela área A2 da Figura 2.6.

O ângulo crítico, definido como  $\delta_{cr}$ , é o responsável por definir a margem de estabilidade do sistema. É o ângulo máximo permitido para que a condição de igualdade entre as áreas de aceleração e desaceleração seja atingida. Além disso, a condição  $\delta_2 < \delta_{cr}$  deve ser satisfeita. Uma vez que, caso o ângulo crítico seja superado, a potência mecânica torna-se maior que a potência elétrica. Assim, as máquinas voltam a acelerar, impedindo que se atinja um regime estável (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

Ressalta-se que o critério das áreas exemplificado analisa um sistema de apenas duas máquinas, para analisar sistemas com multiterminais deve ser considerado métodos numéricos como o de Euler modificado ou Lyapunov.

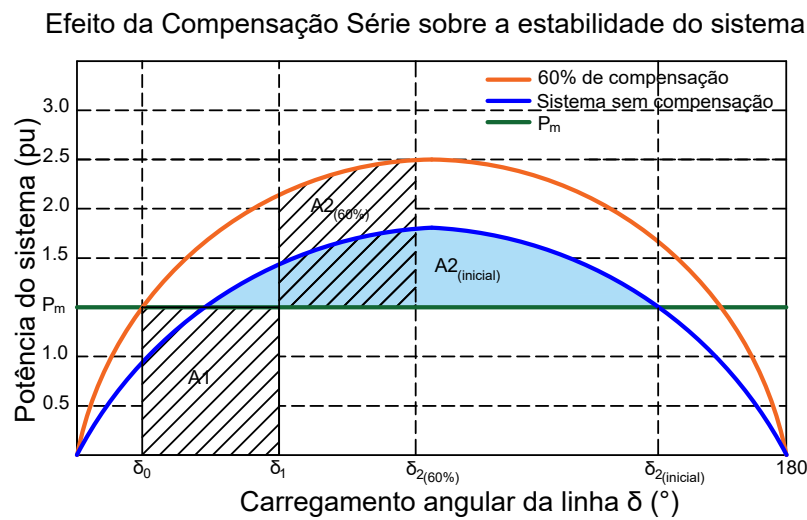
A análise da Equação 2.4 evidencia que a compensação série aumenta a transferência de potência, porque diminui a reatância total da linha, conforme explicado anteriormente na Figura 2.3. Aplicando um grau de compensação de 60% na Equação 2.4, por exemplo, tem-se um aumento de 150% na potência transferida, como descrito na Equação 2.5.

$$P_{Cmáx} = P_e = \frac{V_L V_R}{X_L - X_C} = \frac{V_L V_R}{X_L(1 - 0,6)} = 2,5P_{0máx}, \quad (2.5)$$

sendo:  $P_{Cmáx}$  a potência máxima para uma linha de transmissão com 60% de compensação série;  $P_{0máx}$  a potência máxima para uma linha de transmissão sem compensação série e  $X_C$  a reatância do banco de capacitores.

A fim de exemplificar a contribuição da compensação série para a estabilidade do sistema, a Figura 2.7 exhibe o critério das áreas para um sistema sem compensação (curva azul), e para uma linha com compensação de 60% (curva em laranja).

Figura 2.7 – Efeito da compensação série sobre a estabilidade do sistema.



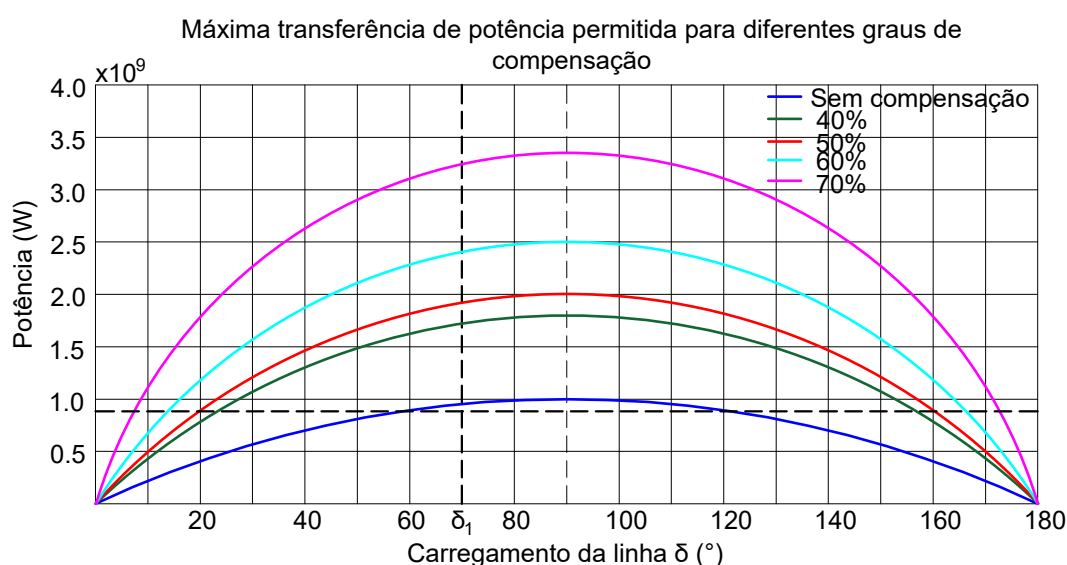
Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015, Adaptado).

Para a linha com compensação série (curva em laranja), o ângulo  $\delta_{2(60\%)}$ , necessário para que a área de desaceleração  $A_{2(60\%)}$  se iguale à de aceleração  $A_1$ , é consideravelmente inferior ao ângulo  $\delta_{2(inicial)}$  exigido pelo sistema não compensado (curva em azul). Tal redução se deve ao aumento da capacidade de transferência de potência possibilitado pela compensação série. Portanto, a compensação série diminui o ângulo de carregamento para mesma potência transferida. Ademais, o aumento do ângulo crítico  $\delta_{cr}$  em linhas com compensação, representado pelo cruzamento da reta  $P_m$  (em verde) com as curvas contínuas (azul ou laranja), contribui para uma maior margem de estabilidade do sistema.

A Figura 2.8 apresenta a relação entre o carregamento da linha e a potência transferida. Observa-se que a compensação série aumenta a transferência de potência, e reduz o ângulo de carregamento necessário para a mesma potência. A máxima potência transferida, representada pela linha central tracejada vertical, ocorre quando o ângulo de carregamento da linha  $\delta$  é igual a  $90^\circ$ . Logo, a linha central tracejada vertical da

Figura 2.8 indica o eixo de máxima potência transferida. Para um grau de compensação de 70%, representado pela curva em rosa, por exemplo, a máxima potência transferida é de  $3.33 \times 10^9$  W. Enquanto que para um grau de compensação de 50%, representado pela curva em vermelho, a máxima potência transferida é de  $2.00 \times 10^9$  W. Isto posto, observa-se que o maior grau de compensação, cuja potência é representada pela curva em rosa na Figura 2.8, apresenta a maior potência dentre as demais curvas para diferentes graus de compensação. Identifica-se portanto, que quanto maior o grau de compensação maior a potência transferida.

Figura 2.8 – Transferência de potência para diferentes graus de compensação.



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015, Adaptado).

Além disso, fazendo uma analogia da Figura 2.8 com a Figura 2.7, o cruzamento entre a linha tracejada horizontal em negrito e o ângulo final do curto-circuito  $\delta_1$  evidencia que quanto mais compensado o sistema for, equivalente à curva rosa, menor o ângulo de carregamento da linha  $\delta_{2(X\%)}$ . Ademais, o ângulo crítico  $\delta_{cr}$  de cada curva corresponde a intersecção das curvas contínuas com a reta tracejada horizontal em negrito. Comparando essa intersecção da curva em azul escuro, sem compensação, com a curva em rosa, mais compensada, verifica-se que quanto mais compensada a curva for, maior será o ângulo crítico  $\delta_{cr}$  dela.

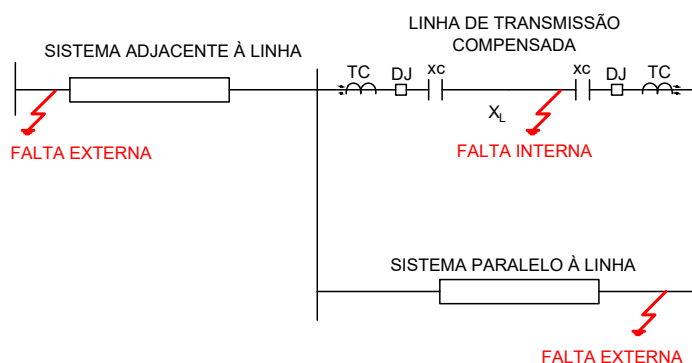
## 2.3 PROTEÇÃO DO BANCO DE CAPACITOR

Para uma operação correta da linha de transmissão compensada (LTC), os bancos de capacitores em série precisam de um sistema de proteção rápido e eficiente que não

interfira no funcionamento da linha de transmissão. Nesse contexto, é interessante definir os conceitos de faltas internas e externas à LTC.

A Figura 2.9 ilustra faltas internas e externas à uma LTC. As faltas internas representam curtos-circuitos na linha compensada em questão. Contrariamente, as faltas externas referem-se a curtos-circuitos adjacentes e que impactam o fluxo de carga no sistema considerado (CONCEIÇÃO, 2015).

Figura 2.9 – Definição das faltas internas e externas à linha compensada.



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015, Adaptado).

Segundo Anderson (1996), quando os bancos de capacitores estão inseridos na linha, eles são submetidos a transitórios severos de tensão e corrente os quais podem resultar no rompimento de seu dielétrico durante os curtos-circuitos. Assim, é interessante que o sistema de proteção do banco de capacitor atue apenas para faltas internas a linha de transmissão, de modo que o banco seja retirado sem comprometer a operação da rede. Ressalta-se que o banco de capacitor deve ser reinserido na linha somente após o restabelecimento das condições normais de operação da linha, manobra ligada à estabilidade transitória da rede.

Por outro lado, para faltas externas à linha de transmissão, o sistema de proteção não deve atuar, pois caso atuasse, a remoção da compensação série se somaria ao desvio de fluxo de potência e aos efeitos transitórios decorrentes da perda da linha adjacente, o que pode prejudicar a estabilidade da linha (CONCEIÇÃO, 2015).

Para que o banco de capacitor não seja demasiadamente grande, seu sistema de proteção deve restringir seu tamanho, tornando-o economicamente viável. Para isso, a tensão máxima sobre o banco de capacitor é limitada, intitulada  $V_{lim}$ . Desse modo, para tensões inferiores a tensão máxima especificada, os bancos de capacitores devem continuar operando normalmente. Quando essa tensão limite é ultrapassada, o banco deve ser retirado do sistema e a corrente de linha da LTC desviada para os esquemas de proteção. Portanto, segundo Anderson (1996), para usufruir da máxima capacidade térmica das unidades

capacitivas, é fundamental que a tensão limite definida na proteção se equipare ao limite de sobretensão tolerado fisicamente pelo capacitor.

Ademais, Gajbhiye et al. (2008) afirma que quando a compensação série é empregada, o banco de capacitores precisa ser protegido contra sobretensões devido à passagem da corrente de falta por ele. Essa proteção é feita por um varistor de óxido metálico (MOV), que é conectado em paralelo com o banco de capacitor. Devido à característica V-I não linear do MOV, sua introdução para proteção torna a análise da corrente de falta mais complexa. A corrente de falta tem uma interdependência com a impedância do MOV, que só pode ser resolvida com um processo iterativo. Para faltas assimétricas, o MOV não vai conduzir para as três fases, e sim apenas para as fases defeituosas. Isso afeta a proteção da linha de transmissão, podendo causar inversão de tensão e corrente ou curtos-circuitos com *outfeed*.

### 2.3.1 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Nessa seção, descrevem-se os dispositivos mais utilizados no sistema de proteção para bancos de capacitores.

#### 2.3.1.1 VARISTOR DE ÓXIDO METÁLICO (MOV)

Os Varistores de Óxido Metálico (MOVs) possuem resistência não linear e são conectados em paralelo ao banco de capacitores. Além disso, são responsáveis pela proteção do banco de capacitores contra sobretensões e sobrecorrentes oriundas de defeitos que ocorrem na LTC. Em condições normais de operação, a impedância do MOV é elevada de modo que a corrente flui em parte pelos capacitores e em parte pelo MOV. Porém, a elevação de tensão nos terminais do MOV resulta em sua saturação. Após a saturação o nível de tensão é mantido constante e o MOV começa a apresentar baixa resistência, desviando toda a corrente do banco, que passa a atravessar o MOV.

#### 2.3.1.2 CENTELHADOR (GAP)

Os centelhadores são dois eletrodos separados fisicamente, conectados em paralelo ao banco de capacitores. Em inglês, os centelhadores são conhecidos como *Spark Gap* ou apenas GAP. Com o intuito de proteger termicamente o varistor (acionamento externo) ou de proteger os capacitores contra sobretensões (acionamento interno), é necessário desviar o fluxo de corrente, fechando um caminho ionizado (arco elétrico) entre os eletrodos (CONCEIÇÃO, 2015).

### 2.3.1.3 DISJUNTOR DE DESVIO

O disjuntor de desvio, também denominado como *Bypass Circuit Breaker*, consiste em uma chave mecânica, conectada em paralelo aos capacitores, utilizada principalmente para manutenção. Esse equipamento permite a retirada do banco de capacitores da linha quando ocorre uma falta interna. Para a proteção, esse disjuntor pode ser fechado quando a capacidade de absorção do MOV é maior do que a tensão suportada por ele. Ele também pode ser fechado logo após um determinado período de tempo da atuação do GAP, eliminando o arco elétrico para reinserção do banco à linha.

### 2.3.1.4 CIRCUITO AMORTECEDOR

O circuito amortecedor consiste usualmente em um reator em paralelo com um resistor e/ou varistor. Quando o GAP atua, ocorre uma queda súbita da tensão sobre os capacitores. Essa intensa variação da tensão implica em altos níveis de corrente sobre os capacitores, pois a relação entre essas duas grandezas é dada por  $i_c = C \frac{dV_c}{dt}$ . Dessa forma, o circuito amortecedor tem como finalidade proteger as unidades capacitivas limitando a corrente de descarga sobre o capacitor durante o fechamento do disjuntor de desvio ou operação do centelhador.

## 2.3.2 ESQUEMAS DE PROTEÇÃO

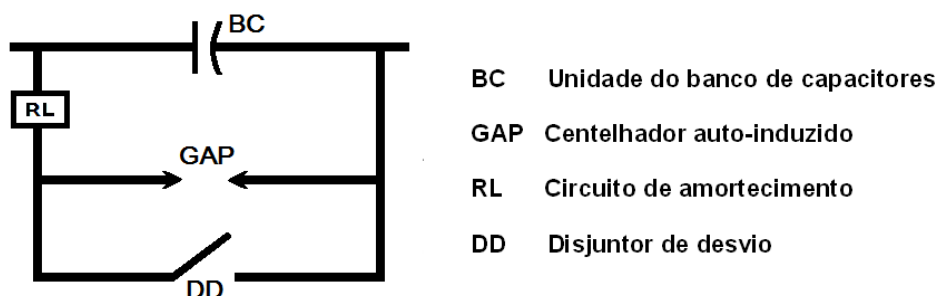
Tendo definidos os elementos do sistema de proteção, descrevem-se a seguir os principais arranjos que podem ser utilizados para proteção dos capacitores. Destaca-se que cada um dos esquemas de proteção possui um tempo diferente de reinserção <sup>1</sup> e são definidos de acordo com os requisitos de estabilidade transitória.

### 2.3.2.1 PROTEÇÃO POR SPARK GAP SOMENTE

A proteção por *Spark Gap* somente, apresentada na Figura 2.10, consiste em um GAP associado em paralelo com um disjuntor de desvio, ambos em série com um circuito de amortecimento RL e tudo em paralelo com o banco de capacitor.

Quando a tensão no banco de capacitor e, conseqüentemente no GAP, ultrapassa o valor limite pré ajustado, o GAP se fecha desviando toda a corrente do banco de capacitor. O disjuntor de desvio é necessário para a desionização do GAP, uma vez que o GAP sozinho não é suficiente para eliminação do arco elétrico. O circuito RL é utilizado para o amortecimento de todas as sobretensões transitórias, permitindo que o banco de capacitor seja reinserido na linha sem o risco de reacendimento do arco elétrico. Desse modo, esse arranjo possui tempos de reinserção mais longos (200 ms a 400 ms) e não é recomendável para requisitos elevados de estabilidade transitória (ANDERSON, 1996).

<sup>1</sup> Tempo de reinserção é o tempo necessário para que o elemento volte a operar na linha de transmissão.

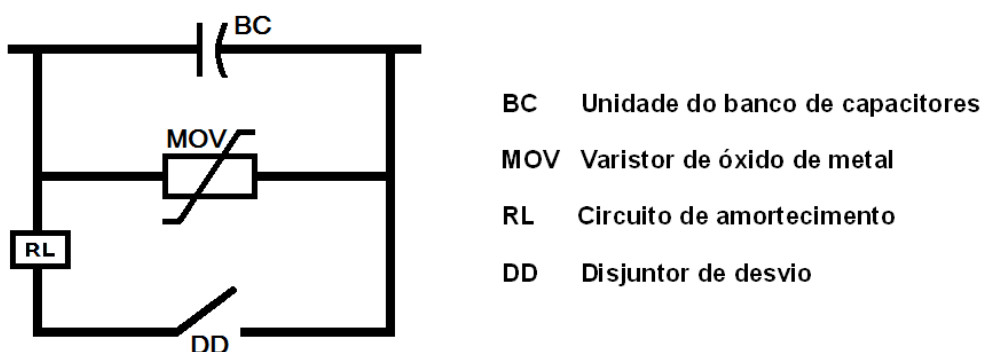
Figura 2.10 – Proteção por *spark gap* somente

Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015).

### 2.3.2.2 PROTEÇÃO POR MOV SOMENTE

A proteção por MOV somente, consiste em um disjuntor de desvio em série com um circuito de amortecimento RL, ambos em paralelo com o MOV e o banco de capacitor. Esse arranjo é ilustrado na Figura 2.11.

Figura 2.11 – Proteção por MOV somente



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015).

Quando a tensão no banco de capacitor ultrapassa o valor limite, o MOV começa a conduzir, desviando parte da corrente do banco. Enquanto conduz, o MOV absorve energia continuamente. A energia acumulada por esse dispositivo é determinada principalmente pelo instante de aplicação do curto-circuito, pela magnitude da corrente que passa pelo MOV, pelo tempo de duração da falta e pela curva característica  $V \times I$  do MOV.

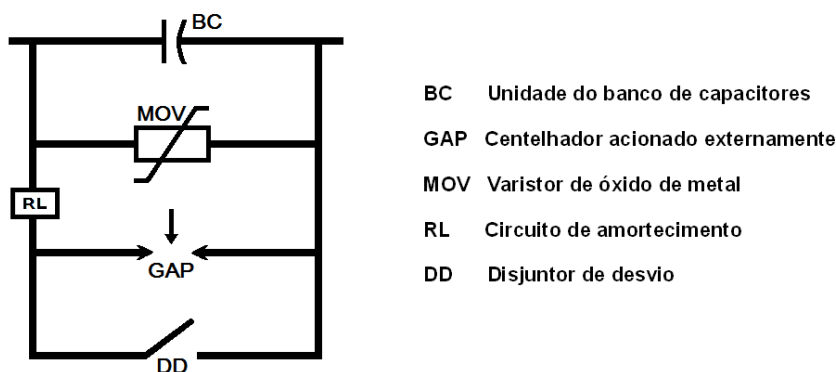
Da mesma maneira que o banco de capacitor é dimensionado para uma tensão limite, o MOV também possui uma energia limite. Quando essa energia é ultrapassada, o disjuntor de desvio atua, desviando toda a corrente do banco de capacitor e do MOV. O circuito RL é novamente empregado para amortecer as sobretensões transitórias. Esse arranjo é vantajoso economicamente para baixas taxas de absorção de energia do MOV,

de modo que não seja necessário a rápida atuação do sistema de proteção do banco de capacitores.

### 2.3.2.3 PROTEÇÃO POR *SPARK GAP* ASSOCIADO AO MOV

No esquema de proteção por *Spark Gap* associado ao MOV, apresentado na Figura 2.12, a proteção é realizada pelo MOV e o conjunto (GAP, disjuntor de desvio e circuito de amortecimento), ambos em paralelo ao banco de capacitor. O conjunto (GAP, disjuntor de desvio e circuito de amortecimento) é composto por um *Spark Gap* em paralelo com o disjuntor de desvio, ambos em série com o circuito de amortecimento.

Figura 2.12 – Proteção por *spark gap* associado ao MOV



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015).

Esse esquema de proteção possibilita a reinserção instantânea do banco de capacitor na linha, uma vez que o MOV conduz apenas para tensões superiores a um valor limite, abaixo do qual a corrente flui normalmente pelo banco. Desse modo, mesmo durante o curto-circuito, o capacitor se mantém conectado ao sistema contribuindo para a estabilidade transitória do mesmo.

De maneira semelhante à proteção da Figura 2.10, quando a energia ou a corrente do MOV atinge seus valores limites, o GAP atua para protegê-lo *bypassando* toda a corrente do banco de capacitor. Logo, a corrente deixa de passar pelo banco de capacitor e pelo MOV e passa somente pelo GAP. Novamente, o disjuntor de desvio é utilizado para eliminar o arco elétrico, desionizando o GAP.

A proteção do MOV (*O Spark Gap*) deve atuar somente para faltas internas à linha. Assim, o MOV tem que ser dimensionado para suportar a configuração mais crítica de falta externa à LT. Caso o *Spark Gap* atuasse para faltas externas, a retirada a compensação série somada ao desvio de fluxo de potência e aos efeitos transitórios decorrentes da perda da linha adjacente, poderiam comprometer seriamente a estabilidade da linha.

A proteção por *Spark Gap* associado ao MOV é mais sofisticada e oferece atuação e reinserção mais rápidas e precisas. Ademais, apesar de ocupar maior espaço nas plataformas e ter custo elevado, principalmente para faltas com correntes de grande amplitude, a proteção por *Spark Gap* associado ao MOV é a mais utilizada.

## 2.4 IMPACTOS DA COMPENSAÇÃO SÉRIE

A compensação série reduz a reatância total da linha e aumenta a transferência de potência do sistema elétrico. Dessa forma, a instalação da compensação série promove benefícios ambientais, uma vez que não será necessário a construção de novas linhas de transmissão para transmitir uma maior potência. Além disso, a construção de novas linhas de transmissão apresentam custos mais elevados do que a implementação da compensação série. Assim, a compensação série também acarreta em vantagens econômicas. Não obstante, os benefícios associados a inserção de banco de capacitores em série a LTs longas também promovem alguns aspectos técnicos desfavoráveis de alta complexidade que impõe restrições à sua aplicação. Descrevem-se a seguir os principais impactos negativos da utilização do banco de capacitores em série à LT.

### 2.4.1 TENSÃO DE RESTABELECIMENTO TRANSITÓRIA

De acordo com Zanetta e Cera (2003), a tensão de restabelecimento transitória (TRT) é a tensão estabelecida entre os terminais do disjuntor após a abertura de seus contatos. Após a abertura dos contatos do disjuntor, forma-se um caminho ionizado entre seus polos (arco elétrico), desviando o fluxo de corrente até que a corrente da linha passe pelo zero. Neste instante, o sistema apresenta comportamento predominante indutivo e faz com que a tensão fornecida pela rede se aproxima de seu valor de pico. Essa solicitação de tensão sobre o canal ionizado pode restabelecer a corrente no disjuntor. O que, conseqüentemente, causaria diversos danos ao circuito como sobretensões, atraso na atuação do sistema de proteção da linha e dano aos disjuntores (CONCEIÇÃO, 2015).

Assim como a TRT, a taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória (TCTRT) pode superar a capacidade dos disjuntores e deve ser estudada detalhadamente. O arco elétrico, também conhecido como reignição, surge imediatamente após a separação mecânica dos contatos do disjuntor. Essa reignição é decorrente da tensão superar a recuperação do dielétrico. Nesse contexto, o parâmetro de maior importância é a TCTRT. Neste período (após 1/4 de ciclo, especificamente), a superação do disjuntor é denominada reacendimento, ou do inglês *restrike* (ZANETTA; CERA, 2003).

Quando inseridos em série à LT, os bancos de capacitores contribuem para a elevação da TRT em função da carga armazenada por eles. Além disso, o banco de capacitores reduz a impedância total da linha, fazendo com que os níveis de curto-circuito aumentem. Desse

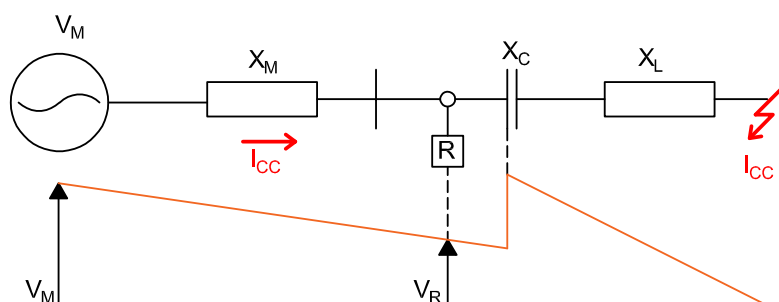
modo, sistemas compensados, têm usualmente casos mais críticos de TRT. Conclui-se que, para graus de compensação maiores, o efeito sobre a TRT é intensificado. Outro aspecto de grande importância é o atraso da corrente pelo zero. Esse atraso é decorrente das componentes subsíncronas do circuito e prolonga o arco elétrico. A proteção dos bancos de capacitores elimina, através do GAP, ou limita, através do MOV, o *offset* de tensão relacionado à carga armazenada nestes equipamentos. Desse modo, a proteção do banco de capacitores minimiza o efeito sobre a TRT (CONCEIÇÃO, 2015).

## 2.4.2 INVERSÃO DE TENSÃO E CORRENTE

Os esquemas de proteção da LT ficam bastante comprometidos com a inversão de tensão e corrente, pois os relés podem identificar curtos-circuitos diretos como reversos. Os fenômenos de inversão de tensão e corrente estão diretamente relacionados à reatâncias capacitivas mais elevadas, de modo que impõem limitações ao grau de compensação série dos bancos de capacitores.

A Figura 2.13 exemplifica uma linha de transmissão compensada com um curto-circuito típico. Portanto, sem inversão de tensão e corrente. Nessa situação, para que a corrente flua no sentido normal: saindo da fonte para alimentar o curto-circuito, tem-se que ( $|X_C| < |X_L + X_M|$ ). Além disso, o correto dimensionamento do banco faz com que a tensão sobre o relé,  $V_R$ , seja positiva e menor do que a da fonte, de modo a corrente flui no sentido da fonte para a falta.

Figura 2.13 – Corrente no sentido normal em uma LT compensada



Fonte: (TAVARES, 2018, Adaptado).

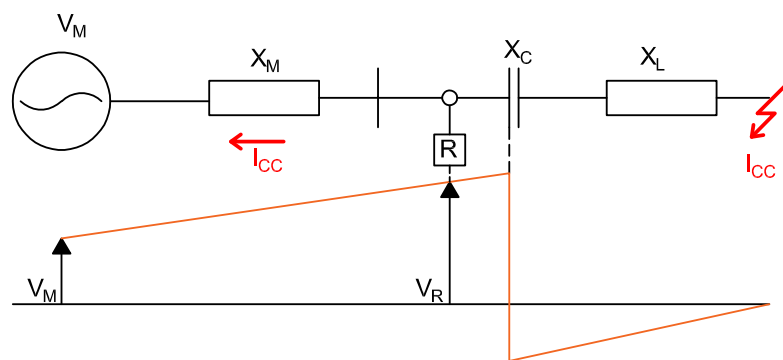
Na Figura acima,  $V_M$  é a tensão da fonte;  $X_M$  a reatância da fonte;  $X_C$  a reatância do banco de capacitor;  $X_L$  a reatância indutiva da linha e  $V_R$  a tensão sobre o relé.

A inversão de corrente ocorre quando a reatância da compensação série supera a soma das impedâncias da fonte e da linha de transmissão, de forma que a corrente passa

a circular na direção contrária do circuito (OLIVEIRA, 2007). A Figura 2.14 exhibe esse fenômeno: quando a reatância do banco  $X_C$  é maior que a reatância total do sistema  $X_M + X_L$ .

Observa-se que a corrente tem sentido saindo da linha de transmissão e oposto à alimentação do curto-circuito. O comportamento capacitivo dessa configuração faz com que a tensão no relé  $V_R$  seja positiva e superior à da fonte  $V_M$  e a corrente tenha sentido inverso ao da Figura 2.13.

Figura 2.14 – Inversão de corrente em LT compensada



Fonte: (TAVARES, 2018, Adaptado).

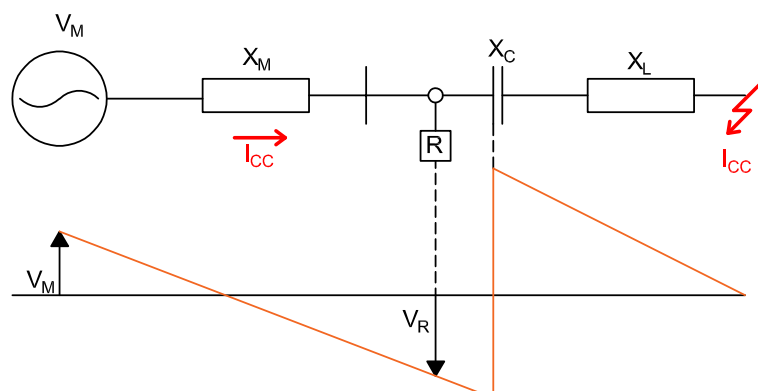
Conceição (2015) destaca que graus elevados de compensação associados à inversão de corrente resultam em correntes de falta elevadas. Assim, os níveis de curto-circuito mais altos acionam o GAP, retirando o banco de capacitores da rede. O uso de MOVs para proteção é, também, uma medida corretiva de grande eficiência, por reduzir a reatância capacitiva equivalente, à medida que a corrente de curto se intensifica.

Essa inversão de corrente algumas vezes pode ser classificada como curtos-circuitos com *outfeed*. Esses tipos de falta serão exemplificados e discutidos no próximo capítulo.

Mesmo nos casos que não ocorre inversão de corrente, quando o bancos de capacitores possuem reatância inferior à reatância indutiva do sistema ( $|X_C| < |X_L + X_M|$ ), pode haver o problema de inversão de tensão. Esse acontecimento, descrito pela Figura 2.15, ocorre quando a reatância capacitiva é superior à fração da reatância indutiva da linha de transmissão até o ponto de aplicação do curto-circuito. Portanto, como  $|X_C| > |X_L|$ , a reatância entre o relé e o ponto de falta é capacitiva, de modo que a tensão no local onde ocorreu o curto-circuito é maior do que a tensão sobre relé  $V_R$ . Nessa situação, de acordo com a Figura 2.15, a tensão no ponto de falta é nula e conseqüentemente, a tensão no relé é negativa (CONCEIÇÃO, 2015).

No que diz respeito a atuação comprometida do relé na proteção do sistema, de

Figura 2.15 – Inversão de tensão em LT compensada



Fonte: (TAVARES, 2018, Adaptado).

acordo com Conceição (2015) e Oliveira (2007), os problemas de inversão de tensão e corrente podem ser evitados das seguintes maneiras:

- com a polarização dos relés por memória de tensão de pré-falta;
- com o dimensionamento correto do banco de capacitores em conformidade com a soma total das reatâncias da fonte e da linha;
- com a instalação de transformadores de potencial à frente do banco de capacitores;
- o ajuste do GAP com um valor mínimo de corrente, que retire o banco de capacitores da LT no momento do curto-circuito;
- com a polarização dos relés numéricos através de referência cruzada;
- com a instalação da compensação série nas extremidades da linha;

### 2.4.3 EFEITOS DOS TRANSITÓRIOS PARA A PROTEÇÃO DA REDE

Em relação aos efeitos transitórios, ressalta-se que os relés identificam os parâmetros do curto-circuito em função da frequência fundamental. Assim, são utilizados filtros passa-baixa para filtrar as componentes transitórias de alta frequência que interferem na atuação desses relés. No entanto, em linhas de transmissão longas e compensadas as componentes de alta frequência são diferentes em cada terminal da linha. Assim, não é possível aplicar relés idênticos em ambos os terminais da linha, visto que as componentes de alta frequência variam de acordo com a atuação dos sistemas de proteção do banco de capacitores. Além disso, como o curto-circuito pode ocorrer em qualquer ponto da LT, tem-se um amplo espectro de frequência, que pode comprometer a precisão dos relés (CONCEIÇÃO, 2015).

#### 2.4.4 IMPEDÂNCIAS DE FASE DESBALANCEADAS

A atuação da proteção do banco de capacitor, seja por MOV ou GAP, em apenas uma parte das fases (para curtos-circuitos monofásicos, bifásicos ou bifásicos-terra) gera desequilíbrio entre as impedâncias de fase da linha de transmissão, prejudicando o funcionamento da sua proteção (ANDERSON, 1996). Devido a essa retirada e inserção abrupta dos bancos de capacitores na LT, no que se refere a análise dos relés, a proteção da rede torna-se mais complexa.

Uma possível solução para essa complicação é a retirada total dos bancos de capacitores antes da atuação dos sistemas de proteção. Contudo, isto não seria viável pois acarretaria no atraso na remoção de faltas. Portanto, a implantação de um relé por fase é a alternativa mais recomendada.

#### 2.4.5 RESSONÂNCIA SUBSÍNCRONA

Dentre as diversas consequências da compensação série descritas nesse capítulo, a ressonância subsíncrona é uma delas. Ao se introduzir o banco de capacitores na linha de transmissão acrescenta-se uma reatância capacitiva  $X_C$  à linha, que junto com a reatância indutiva  $X_L$  da LT, forma um circuito LC. Esse circuito pode levar ao aparecimento de frequências elétricas  $f_{er}$  com valores sempre menores que a frequência fundamental do sistema  $f_0$ .

A Equação 2.6 apresenta a relação entre as frequências elétricas e o circuito LC formado.

$$f_{er} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = \frac{\omega}{2\pi} \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} = f_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}, \quad (2.6)$$

sendo:  $f_0$  a frequência fundamental do circuito;  $X_C$  Reatância do banco de capacitores série inseridos na linha de transmissão e  $X_L$  a reatância indutiva da linha de transmissão.

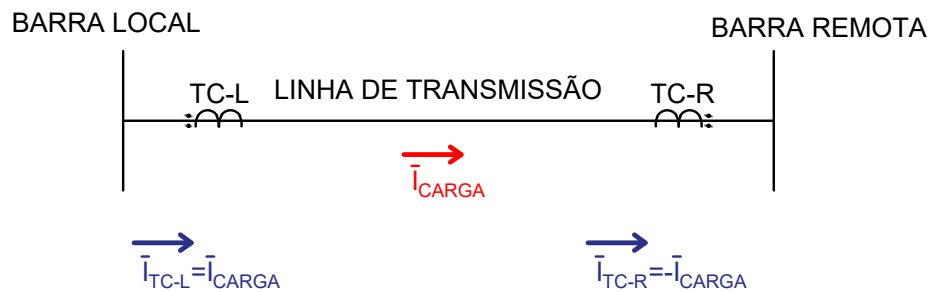
Quando ocorre uma perturbação ou curto-circuito, são formadas correntes na frequência elétrica de ressonância no estator do gerador. Dessa forma, originam-se correntes subsíncronas  $f_0 - f_{er}$  ou supersíncronas  $f_0 + f_{er}$  no rotor das máquinas. A ressonância subsíncrona é definida, portanto, como as interações indesejáveis de troca de energia entre a rede elétrica e o conjunto turbina-gerador em frequências naturais do sistema. Dentre os efeitos negativos da ressonância subsíncrona estão a auto excitação (interação torcional ou efeito gerador de indução) e os torques transitórios (GONÇALVES, 2007). Desse modo, a atuação do relé fica comprometida, podendo sofrer atrasos de tempo devido às baixas frequências que dificultam a filtragem das componentes subsíncronas.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com a finalidade de melhor contextualização deste trabalho de conclusão de curso, apresenta-se neste capítulo uma revisão bibliográfica sobre o tema curtos-circuitos com *outfeed* e os principais artigos relacionados ao assunto.

Para exemplificar fenômeno do curto-circuito com *outfeed*, a Figura 3.1 exhibe uma linha de transmissão em condições normais de operação com o fluxo de potência no sentido da barra local para a remota.

Figura 3.1 – Operação nominal



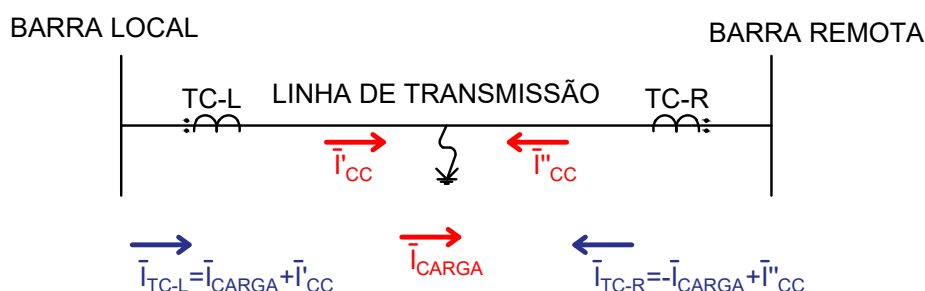
Fonte: O autor.

Conforme ilustrado na Figura 3.1, a corrente de carga flui na linha de transmissão da barra local para a barra remota. Considerando as polaridades dos transformadores de corrente indicadas, o TC da barra local mede um fasor de corrente dado por  $\bar{I}_{TC-L} = \bar{I}_{CARGA}$ , pois a corrente de carga está entrando nele. Enquanto, o TC da barra remota mede um fasor de corrente igual a  $\bar{I}_{TC-R} = -\bar{I}_{CARGA}$ , uma vez que a corrente de carga está saindo do TC remoto. Desse modo, os fasores de correntes medidos nos transformadores de corrente da barra local e da barra remota apresentam mesmo módulo e sentidos opostos, tal que estão defasados de 180 graus.

A Figura 3.2 apresenta um curto-circuito típico interno à LT. Considerando esse curto-circuito interno à LT, tanto a barra local quanto a barra remota irão contribuir para a corrente de curto-circuito no ponto de falta. Dessa maneira, a corrente na barra local irá suprir a falta com uma corrente de curto-circuito  $\bar{I}'_{CC}$  e a corrente na barra remota contribui para a falta com uma corrente  $\bar{I}''_{CC}$ . O TC da barra local mede uma corrente que é dada pela soma fasorial da corrente de carga com a corrente de curto-circuito vinda da barra local, ambas entrando no  $TC - L$ , tal que  $\bar{I}_{TC-L} = \bar{I}_{CARGA} + \bar{I}'_{CC}$ .

De forma análoga, o TC da barra remota mede uma corrente dada pela soma fasorial da corrente de carga, saindo do  $TC - R$ , com a corrente de curto-circuito vinda da barra remota, entrando no  $TC - R$ . Dessa forma, a corrente medida pelo TC da barra remota é  $\bar{I}_{TC-R} = -\bar{I}_{CARGA} + \bar{I}''_{CC}$ . Nessa situação de curto-circuito típico, sem *outfeed*, as correntes de curto-circuito geralmente são maiores do que a corrente de carga. Logo, as resultantes fasoriais das correntes de ambas as barras terão o mesmo sentido das correntes de curto-circuito vindas de suas respectivas barras. De maneira que as correntes resultantes medidas nos TCs da barra local e remota são fasores entrando nos TCs ou na linha.

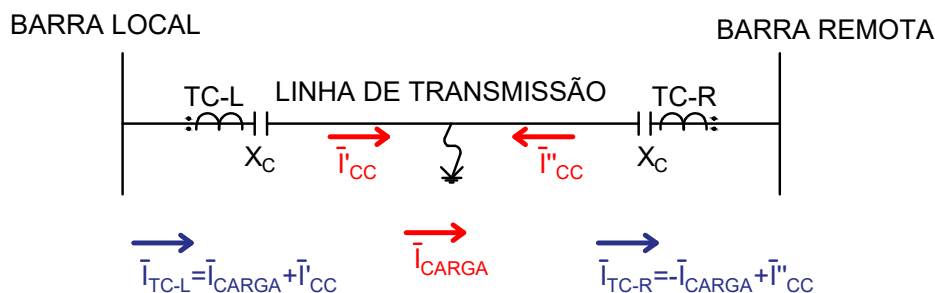
Figura 3.2 – Curto-circuito sem *outfeed*



Fonte: O autor.

A Figura 3.3 ilustra a condição de curto-circuito com *outfeed*, que ocorre quando a corrente de curto-circuito é muito menor do que a corrente de carga, tal que  $(|\bar{I}_{CC}| \ll |\bar{I}_{CARGA}|)$ . Diante disso, as resultantes fasoriais das correntes de ambas as barras terão o mesmo sentido das correntes de carga. A corrente medida no TC da barra local é dada pela soma fasorial da corrente de carga com a corrente de curto-circuito vinda da barra local, ambas entrando no  $TC - L$ , tal que  $\bar{I}_{TC-L} = \bar{I}_{CARGA} + \bar{I}'_{CC}$ . Assim, o TC da barra local mede um fasor de corrente entrando no  $TC - L$  ou linha. Por outro lado, a corrente medida pelo TC da barra remota é dada pela soma fasorial da corrente de carga, saindo do  $TC - R$ , com a corrente de curto-circuito vinda da barra remota, entrando no  $TC - R$ . Dessa forma, a corrente medida pelo TC da barra remota é  $\bar{I}_{TC-R} = -\bar{I}_{CARGA} + \bar{I}''_{CC}$ . Logo, a resultante fasorial da corrente medida no TC da barra remota é um fasor saindo do  $TC - R$  ou da linha, a despeito de ser uma falta interna.

Dessa forma, a condição de *outfeed*, apresentada na Figura 3.3, se assemelha bastante à condição nominal de operação, ilustrada na Figura 3.1. Isso ocorre, visto que as correntes na barra remota vão estar no mesmo sentido da carga, saindo da linha. A corrente medida no TC da barra local está entrando na linha, enquanto a corrente medida no TC da barra remota está saindo da LT. Portanto, as correntes medidas nos TCs estarão defasadas de 180 graus, dificultando assim a proteção de identificar a ocorrência do curto-circuito interno.

Figura 3.3 – Curto-circuito com *outfeed*

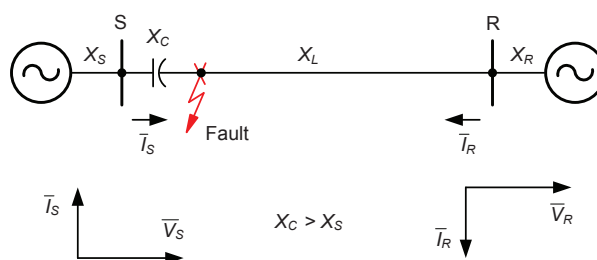
Fonte: O autor.

Ressalta-se que apenas na Figura 3.3 foi ilustrada a presença de banco de capacitores,  $X_C$  nas extremidades da LT, uma vez que a presença do banco de capacitor contribui para a ocorrência do *outfeed*, conforme será descrito pela referência bibliográfica a seguir. Além disso, a bibliografia também discute a influência desse fenômeno de *outfeed* na proteção da LT.

Altuve, Mooney e Alexander (2009) afirmam que as linhas compensadas em série apresentam desafios únicos para elementos direcionais, de distância e diferenciais, pois a resposta transitória do capacitor em série não é facilmente previsível. Um desses desafios é a inversão de corrente. A Figura 3.4 ilustra a condição necessária para uma inversão de corrente de fase. A inversão de corrente ocorre quando em curtos-circuitos internos à LT, o equivalente do sistema de um lado da falta é capacitivo e do outro lado da falta é indutivo. Observa-se na Figura 3.4 que o lado direito do sistema é indutivo, uma vez que a corrente na barra R ( $\bar{I}_R$ ) está atrasada em relação a tensão  $\bar{V}_R$  na mesma barra. Se a reatância capacitiva  $X_C$  for maior do que a reatância indutiva  $X_S$ , o lado esquerdo do sistema torna-se capacitivo e a corrente na barra S ( $\bar{I}_S$ ) fica adiantada em relação a tensão  $\bar{V}_S$  na mesma barra. Desse modo, a corrente em um dos terminais vai estar fluindo no sentido saindo da linha ao invés de entrar para alimentar o curto-circuito. Como as correntes estão aproximadamente 180 graus fora de fase para esta falta interna, essa situação é denominada de curto-circuito com *outfeed*.

Ainda segundo Altuve, Mooney e Alexander (2009), em condições normais de operação com o fluxo de corrente no sentido de alimentar a carga, os fasores de corrente medidas nos transformadores de corrente nas barras S e R estão defasadas de 180°. Para faltas internas à linha, as correntes de curto-circuito passam a entrar na linha no sentido de alimentar a falta. Logo, a resultante fasorial das correntes medidas nos TCs das barras S e R possuem ângulos praticamente iguais. Entretanto, em situações de faltas internas, para as quais a resistência de falta é suficientemente elevada, a corrente de curto-circuito é muito baixa e o capacitor não será *bypassado*, tal que, o GAP não atua. Assim, os fasores

Figura 3.4 – Inversão de corrente em linhas compensadas



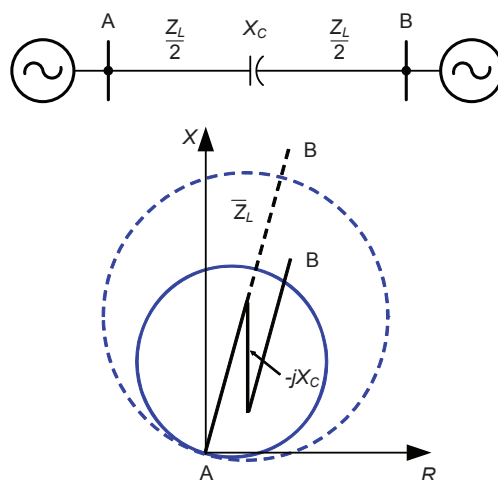
Fonte: (ALTUVE; MOONEY; ALEXANDER, 2009)

de corrente medidos nas barras S e R ficam defasados de aproximadamente 180 graus, mesmo após a ocorrência da falta interna à LT. Nesses casos, a corrente de uma barra tem o módulo muito maior do que da outra barra. Portanto, é observado inversão de corrente e, conseqüentemente, o *outfeed*. Além disso, o *outfeed* também pode acontecer em redes de seqüência negativa ou zero. Para um curto-circuito interno ao sistema da Figura 3.4, se a reatância capacitiva  $X_C$  for maior do que a reatância da seqüência negativa  $X_{2S}$  no barramento S, as correntes de seqüência negativa estão aproximadamente 180 graus fora de fase. Portanto, é considerado situação de *outfeed*. De maneira semelhante, se a reatância capacitiva  $X_C$  for maior do que a reatância da seqüência zero  $X_{0S}$  no barramento S, as correntes de seqüência zero estão 180 graus defasadas. Desse modo, a inversão de corrente afeta a proteção por comparação de fases, direcional, de distância e diferencial respondendo a grandezas de fase ou componentes de seqüência.

Ademais, Altuve, Mooney e Alexander (2009) expõem que a compensação de série introduz erros na impedância estimada pelos elementos de distância. O capacitor em série modifica a impedância da linha que o relé mede. Além disso, as oscilações de frequência sub-harmônica fazem com que a estimativa de impedância oscile. O problema básico é que a estimativa da impedância depende do estado da proteção do capacitor.

A Figura 3.5 retrata uma linha com compensação na metade da LT. Para faltas de alta corrente, o centelhador do capacitor pisca e remove o capacitor da linha. O relé mede a impedância de linha correta para uma falta no fim da linha (linha tracejada na Figura 3.5). O círculo tracejado é a característica de um elemento mho da Zona 1, definido para cobrir 90% da linha quando o capacitor está fora de serviço. Para faltas de baixa corrente, o centelhador não pisca e o capacitor permanece na linha. A reatância capacitiva modifica a estimativa da impedância (linhas sólidas na Figura 3.5). O elemento mho com a característica de linha tracejada supera essa condição.

Figura 3.5 – A medida da impedância depende do estado do GAP

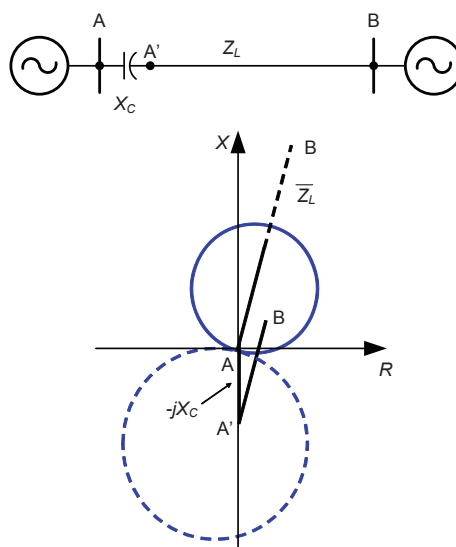


Fonte: (ALTUVE; MOONEY; ALEXANDER, 2009)

A solução tradicional é definir o elemento mho para cobrir 90% da linha quando o capacitor está em serviço (círculo sólido na Figura 3.5). No entanto, a cobertura instantânea da Zona 1 cai para aproximadamente 50% do comprimento da linha para falhas de alta corrente (capacitor fora de serviço). O efeito dos capacitores em série nos elementos de distância é mais crítico para os capacitores localizados nas extremidades da linha do que para os capacitores no meio da LT. Os capacitores nas extremidades da linha não afetam apenas a estimativa de distância, eles também afetam a discriminação direcional por causa da inversão de tensão. Em contrapartida, os capacitores de linha média não afetam a discriminação direcional, a menos que o nível de compensação em série seja muito alto (ALTUVE; MOONEY; ALEXANDER, 2009).

A Figura 3.6 ilustra uma linha com o capacitor localizado no final da LT. Além disso, a característica do elemento mho da Zona 1 que protege a linha compensada (círculo sólido) e a característica do elemento mho da Zona 1 (círculo tracejado) protegendo uma linha adjacente também são apresentadas na Figura 3.6. Neste exemplo, ambos os elementos mho recebem sinais de tensão dos transformadores de tensão (TPs) conectados ao barramento A. Para faltas de alta corrente na linha AB, o centelhador leva o capacitor para fora de serviço. Ambos os elementos mho atuam corretamente para essa condição. Para faltas de baixa corrente, o capacitor permanece em serviço. Se a falta estiver localizada perto do capacitor, a impedância medida estará fora da característica do relé da linha compensada. O relé verifica essa falha como uma falha reversa e restringe. Por outro lado, a impedância medida está dentro da característica do relé de linha adjacente e faz com que este relé opere incorretamente (ALTUVE; MOONEY; ALEXANDER, 2009).

Figura 3.6 – Capacitores no final da linha são mais críticos para os elementos de distância do que os capacitores no meio da LT



Fonte: (ALTUVE; MOONEY; ALEXANDER, 2009)

Segundo Almeida (2016), após a ocorrência de um curto-circuito interno com *outfeed* no terminal remoto, a corrente que deveria entrar no terminal remoto apresenta inversão de sentido, de modo que continua saindo da linha no terminal remoto. Isso ocorre, pois a corrente de curto-circuito apresenta módulo muito pequeno e bem inferior a corrente de carga. Assim, a soma fasorial das correntes no terminal remoto possui o mesmo sentido da corrente de carga.

Almeida (2016) também afirma que além de ser influenciada pelo módulo da corrente de falta, variável diretamente relacionada ao valor da resistência de falta, a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* depende ainda da contribuição de curto-circuito dos terminais da linha. Portanto, ela está associada a variáveis como a força das fontes do sistema, a localização da falta e o carregamento do sistema, sendo este último o principal responsável pela ocorrência dos curtos-circuitos com *outfeed*.

Roberts et al. (2001) retratam que os bancos de capacitores em série com a linha de transmissão introduzem uma reatância capacitiva que muda o comportamento tipicamente indutivo do sistema elétrico. Além disso, essa mudança na reatância total do sistema depende de aspectos relacionados ao tipo de falta e sua localização. A inversão de tensão, inversão de corrente e erros de alcance do relé de distância são problemas típicos causados pela compensação série. Por exemplo, a inversão de tensão ocorre em faltas internas à linha e muito próximas ao banco de capacitores. A tensão medida pelo relé tem um deslocamento de 180 graus em relação a posição normal que teria o sistema indutivo. Como resultado, o relé de distância interpreta a falta como sendo reversa.

Outra dificuldade causada pela compensação série é a inversão de corrente. Essa inversão de corrente acontece quando a impedância de uma das fontes até o ponto de falta é capacitiva. Assim, para uma falta interna, a corrente entra em um dos terminais e sai pelo outro terminal, determinando uma condição de *outfeed*. Esse fenômeno de *outfeed* compromete a proteção do sistema elétrico, já que a presença do banco de capacitores entre o relé de tensão e o ponto de falta pode ocasionar erros de alcance nos relés de distância. Em relação aos relés diferenciais, os fasores de correntes em ambos os terminais ficam defasados de 180 graus, isto é, configurando uma condição de *outfeed*. Ademais, os autores comentam acerca dos efeitos transitórios provenientes de oscilações de baixa frequência provocadas pela associação em série de indutores e capacitor na LTC. (ROBERTS et al., 2001).

De acordo com Ferrer e Schweitzer (2010), a inserção de capacitores em série à linha de transmissão causa oscilações de frequência sub-harmônicas que mudam a impedância da linha podendo causar a inversão de tensão e corrente. Prejudicando assim, a proteção direcional, de distância e diferencial. Quando ocorre inversão de corrente ou *outfeed*, parte do sistema equivalente é capacitivo e a outra parte indutivo. A mudança de fase maior que 90 graus geralmente ocorre para faltas internas à LT. Assim, a corrente parece fluir para fora da linha em um dos terminais, condição que é semelhante a operação nominal do sistema, dificultando a identificação do curto-circuito com *outfeed*.

Santos (2006) declara que a compensação série, especialmente em pontos próximos aos extremos da linha, pode acarretar na mudança no comportamento básico dos sistemas de transmissão (indutivos) para alguns tipos de falta ao longo da linha. Nesse tipo de sistema, a corrente pode se tornar adiantada em relação a tensão, dependendo da localização do capacitor, dos parâmetros da linha, do tipo de falta, do grau de compensação e da localização de falta. Gerando, assim, a inversão de tensão e inversão de corrente, que afetam a confiabilidade dos sistemas de proteção convencionais.

A condição de inversão de corrente ocorre quando no terminal local, a corrente de falta que flui em direção à linha é do tipo indutiva. E no terminal remoto, essa corrente de falta que flui da rede em direção à linha é do tipo capacitiva. Desse modo, as correntes em ambos os terminais opostos de linha aparentam estar em oposição de fase, representando um curto-circuito com *outfeed*. Nesses casos, a falta interna com *outfeed* se assemelha a condição de operação nominal ou de uma falta externa para uma linha indutiva. Isso significa que elementos baseados em comparação de fases podem falhar em sua operação. Um método proposto para evitar o fenômeno do *outfeed* é a instalação dos capacitores longe das fontes indutivas da linha (SANTOS, 2006).

Silva (2009) menciona que em aplicações práticas de proteção de linhas de transmissão, as unidades de impedância do relé de distância podem ser influenciadas por diversos parâmetros que modificam o valor da impedância aparente vista pelo relé, de tal forma

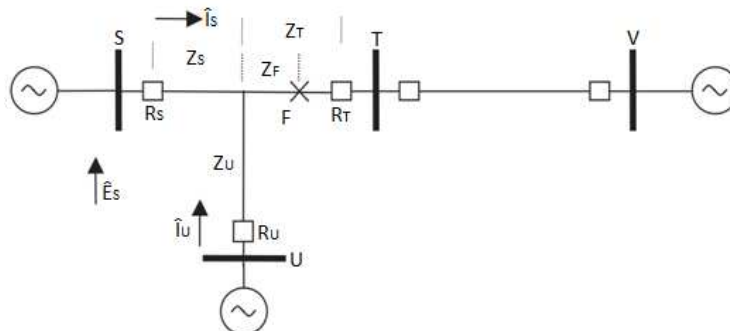
que ela seja diferente da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta. Entre esses parâmetros, descrevem-se: a presença de dispositivos de compensação série, o acoplamento com outras linhas, a resistência de falta, as correntes de *infeed* e *outfeed* provenientes de todos os terminais da linhas e por fim, a relação entre a impedância da fonte e da linha (denominada em inglês como *System Impedance Ratio* - SIR) <sup>1</sup>. De todo modo, a formulação apresentada por Silva (2009) é conveniente para abordar os fundamentos básicos da proteção de distância, sendo apresentada na maioria das referências sobre o tema.

Gonçalves (2007) reitera que a ocorrência dos curtos-circuitos com *outfeed* está diretamente relacionada com a atuação do GAP. Quando o GAP atua, os efeitos desse tipo de curto-circuito são anulados. Entretanto, se a corrente da falta não for suficiente para promover a atuação do GAP, o capacitor permanecerá na linha durante a falta, e o fenômeno de inversão de corrente pode ser observado. A inversão de corrente ocorre quando a reatância capacitiva é maior que a soma da reatância do sistema equivalente (reatância da linha até a localização da falta), configurando uma situação de *outfeed*. Neste caso, a localização da falta e do banco de capacitores, o grau de compensação da linha de transmissão e a atuação do MOV são fatores que podem agravar ou atenuar a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed*. Nesse sentido, a ocorrência de faltas com *outfeed* compromete a capacidade de discriminação da direcionalidade dos relés de proteção, que terão dificuldade para identificar esse tipo de curto-circuito. A inversão de corrente ou *outfeed* pode ser evitada na fase de planejamento do sistema, desde que se atente para que a reatância equivalente da fonte atrás da compensação nunca seja inferior à reatância capacitiva série. Caso esta questão não seja prevista ou possível, a inversão de corrente poderá ocorrer e somente será eliminada se houver disparo do GAP.

Segundo Diniz (2012), eventualmente, as linhas de transmissão recebem derivações chamadas de taps, as quais fornecem conexões intermediárias de carga ou são utilizadas para reforçar o sistema devido a baixas tensões. Tal configuração é conhecida como linhas multiterminais, e apesar de fortalecer o sistema de potência, resulta em alguns problemas quanto à engenharia da proteção. Para exemplificar um desses problemas, a Figura 3.7 apresenta uma linha multiterminal com três fontes, cujo fluxo de potência vai da barra S para a barra V. Para um curto-circuito aplicado em F nessa linha, existe uma contribuição à corrente de falta vinda de cada uma das três fontes. Observa-se na Figura 3.7 que a fonte intermediária encontra-se entre a barra S e o ponto de falta.

---

<sup>1</sup> O valor de SIR está intimamente relacionado à capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito que cada fonte é capaz de fornecer. Este parâmetro é calculado através da divisão entre a impedância equivalente do sistema referente à tal fonte e a impedância da linha de transmissão na qual está conectada. (THOMPSON; SOMANI, 2014)

Figura 3.7 – Efeito da corrente de *infeed* na configuração de relés de distância

Fonte: (HOROWITZ; PHADKE, 2008)

A corrente  $\hat{I}_U$ , representada na Figura 3.7, é a corrente de contribuição proveniente do tap do sistema. Esta corrente é chamada de *infeed* se estiver aproximadamente em fase com a corrente na barra S ( $\hat{I}_S$ ), tal que, seja uma contribuição na direção da falta aumentando assim a impedância aparente medida pelo relé. A corrente  $\hat{I}_U$  pode ser chamada de *outfeed* se estiver aproximadamente em oposição de fase com a corrente na barra S ( $\hat{I}_S$ ), tal que, a contribuição esteja na direção oposta à alimentação da falta, ocasionando a diminuição da impedância aparente medida pelo relé.

Quando o valor de impedância medido pelo relé está abaixo do real, a corrente do tap do sistema é vista como *outfeed* à falta, ocasionando o sobrealcançe do relé. Dessa maneira, o relé atua para faltas que ocorram em distâncias maiores do que a delimitada por seu alcance. Assim, devido ao *outfeed*, em uma falta que ocorre no início da segunda zona, a atuação do relé é dada ainda em primeira zona, por sobrealcançar essa região (DINIZ, 2012).

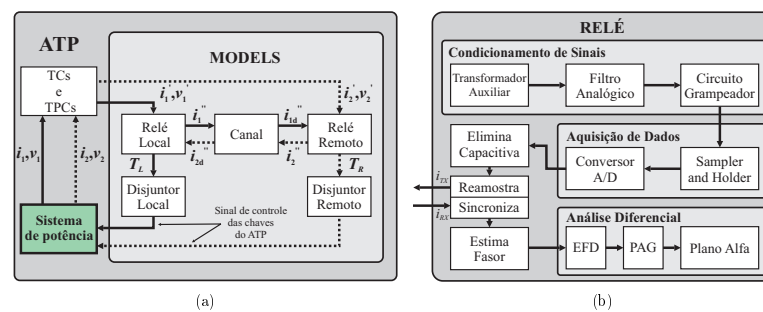
Horowitz e Phadke (2008) conclui que quando a impedância aparente medida pelo relé for maior que a impedância real de falta, a corrente do tap do sistema é vista como *infeed* à falta, ocasionando o subalcançe do relé. O relé sofre um subalcançe quando a falta ocorre no limiar do alcance da primeira zona do relé  $R_S$ . Assim, devido ao *infeed*, o relé verifica a falta na sua segunda zona ao invés da primeira. Essa condição de *infeed* é aceitável desde que, na retirada do tap do sistema, o desempenho correto do relé, bem como o alcance de suas zonas, sejam restaurados.

Molas (2014) reforça que as faltas com *outfeed* existem na operação das linhas de transmissão. Elas são caracterizadas como correntes que durante a falta deveriam entrar na linha mas apresentam inversão de sentido. A diferença de força entre as fontes do sistema, a resistência de falta, a localização da falta e o carregamento do sistema influenciam para a ocorrência do curto-circuito com *outfeed*. Durante o *outfeed*, uma das componentes de

falta apresenta o módulo muito pequeno de forma que, a contribuição de um dos terminais para o defeito é reduzida.

Molas (2014) propõe um modelo de relé digital de proteção diferencial de linhas de transmissão baseado no plano alfa. A Figura 3.8 apresenta o diagrama de blocos para a proteção proposta. Nesse modelo empregaram-se as unidades de fase e sequência para garantir mais sensibilidade à defeitos com elevada resistência de falta ou que ocorram em sistemas com fontes fracas. A técnica do plano alfa permite a proteção de sistemas com multiterminais. Essa técnica foi aplicada juntamente com o atraso de atuação nas unidades de sequência, a eliminação da corrente capacitiva, a restrição por componentes harmônicas e detecção de faltas externas. Desse modo, essa proteção foi capaz de detectar faltas com *outfeed* em um dos terminais.

Figura 3.8 – Diagramas de blocos da proteção diferencial baseada no plano alfa. (a) geral. (b) relé



Fonte: (MOLAS, 2014)

De acordo com Gonçalves (2012), a problemática da aplicação de linhas multiterminais é a ocorrência de *outfeed*. Esse efeito de *outfeed* pode ser caracterizado como a ocorrência de um caminho alternativo de menor impedância entre os dois barramentos adjacentes de uma LT multiterminal. Neste caso o relé do terminal onde a corrente sai da linha de transmissão não opera e a comunicação não completa o circuito de disparo dos demais terminais, comprometendo a proteção da linha.

Kindermann (2006) cita que em sistemas interligados a presença de compensações, geração ou cargas intermediárias pode gerar dois efeitos diferentes nos relés de sobrecorrente e de distância. O primeiro efeito é o sob-alcance, conhecido como *outfeed*. E o segundo efeito é sub-alcance, conhecido como *infeed*. O *outfeed* é causado por pontos intermediários de drenagem de corrente, como cargas. Em contrapartida, o *infeed* é causado por pontos de injeção de corrente. Desse modo, Souza (2010) conclui que esses efeitos prejudicam a proteção de retaguarda da linha de transmissão, uma vez que os relés temporizados de distância não conseguem identificar o curto-circuito nos trechos finais da linha mais a jusante. Um solução para esse problema é o ajuste dos valores extremos de corrente da

curva temporizada a tempo inverso dos relés. O valor mais elevado (mais a montante), é determinado pelo valor do elemento instantâneo. E o menor valor é determinado pelo valor mínimo de curto-circuito no final do trecho protegido, ou pelo valor mínimo, de forma que não se confunda oscilações normais do sistema com falta.

Jr, Lopes e Silva (2016) propõem uma proteção de linhas baseada na comparação de fases, analisando a aplicação de correntes incrementais no domínio do tempo. Para essa proteção por comparação de fase ser eficiente, os elementos incrementais e de sequência negativa devem ter desempenho adequado para condições de carregamentos elevados e elevado SIR. Nesse contexto, afirma-se que a existência da corrente capacitiva, devido à compensação série, causa uma mudança de fase nas correntes medidas nos terminais da LT, afetando o princípio da comparação de fases. Logo, as correntes capacitivas podem sensibilizar os algoritmos mesmo sem a ocorrência de faltas, pois são enxergadas como correntes entrando na LT, situação denominada *outfeed*. Essa defasagem causada pelo efeito capacitivo pode ser amenizada por meio da remoção, no domínio do tempo, da corrente capacitiva  $i_C(t)$  que flui pelas capacitâncias do modelo  $\pi$  nominal da LT. Essa remoção é realizada usando a equação 3.1 a seguir:

$$i_C(t) = \frac{C}{2} * \frac{du(t)}{dt}, \quad (3.1)$$

em que C é a capacitância da LT e  $u(t)$  é a tensão na barra monitorada.

As correntes corrigidas  $i_s(t)$  e  $i_r(t)$  nos terminais emissor (barras s) e receptor (barra r) são, portanto, calculadas usando:

$$i_{s,s}(t) = i_s(t) - \frac{C}{2} * \frac{du_s(t)}{dt}, \quad (3.2)$$

$$i_{s,r}(t) = i_r(t) - \frac{C}{2} * \frac{du_r(t)}{dt}, \quad (3.3)$$

em que  $u_s(t)$  e  $u_r(t)$  são as tensões nos terminais emissor e remoto, respectivamente. Portanto, Jr, Lopes e Silva (2016) concluem que as correntes  $i_{s,s}(t)$  e  $i_{s,r}(t)$  usadas como sinais de entrada são teoricamente livres do efeito capacitivo. Desse modo, a proteção proposta não é afetada por curtos-circuitos com *outfeed*.

Oliveira (2010) explica que o relé de distância compara a impedância medida com um valor fixo de impedância que representa o trecho protegido da LT. Assim, caso a impedância medida esteja na área definida pelo seu alcance, o relé detecta a falta e atua, retirando o trecho de falta do sistema. Nesse sentido, Oliveira (2010) apenas cita que a operação do relé de distância não envolve apenas a medição correta de impedância e sim vários fatores devem ser considerados. Entre esse fatores estão a presença de compensação série na LT, as fases envolvidas na falta, o acoplamento mútuo entre as linhas, o tipo

de falta, o carregamento pré-falta, a resistência de falta e fontes intermediárias (*infeed* e *outfeed*).

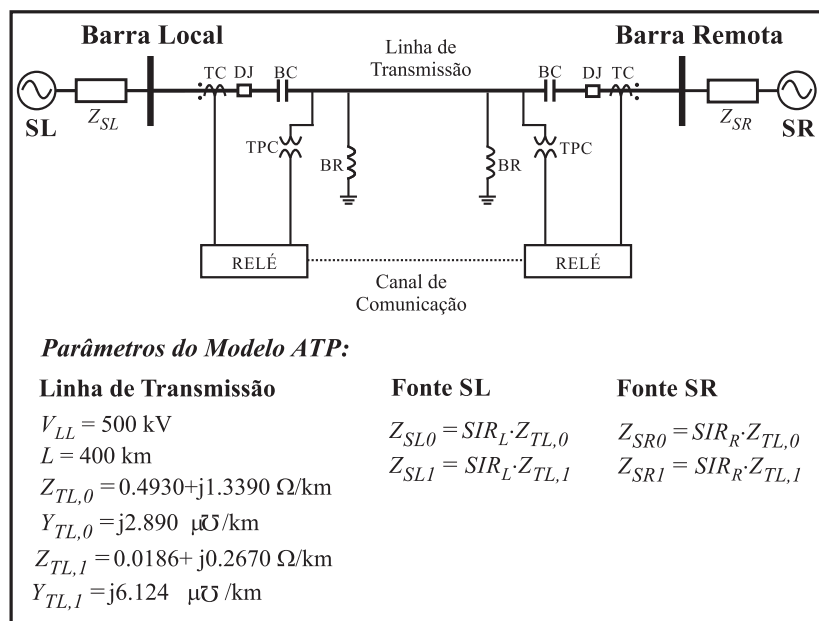
Diante de todos os trabalhos expostos a respeito de curtos-circuitos com *outfeed*, devido à introdução da compensação série na LT, no próximo capítulo será avaliado como a resistência de falta, o tipo de curto-circuito, a localização da falta e o carregamento do sistema influenciam na ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed*.

## 4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Conforme descrito no capítulo anterior, são diversos os fatores que influenciam a ocorrência de curto-circuito com *outfeed* entre eles a compensação série, localização da falta, o carregamento do sistema, o tipo e a resistência de falta. Deve-se avaliar a estabilidade da linha de transmissão devido ao nível de curto-circuito ao qual ela foi submetida, bem como os efeitos da compensação série e a atuação de sua proteção na influência de curtos-circuitos com *outfeed*.

A análise dos módulos dos fasores de correntes medidos no terminal remoto e local foi realizada empregando-se os software *Alternative Transiente Program (ATP)* e *Octave*. Assim, avaliou-se a interferência de diferentes tipos de curtos-circuitos na operação do sistema elétrico ilustrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Sistema elétrico analisado



Fonte: (ALMEIDA et al., 2018)

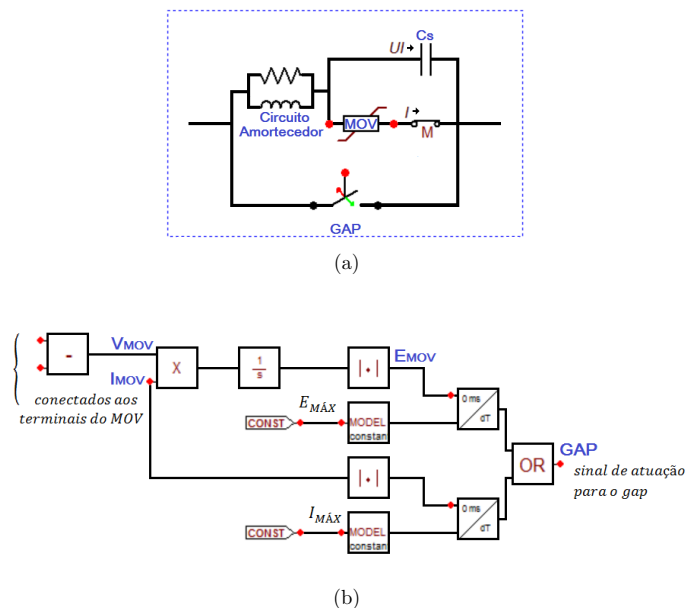
Ressalta-se que os subíndices 0 e 1 indicam parâmetros de seqüências zero e positiva, respectivamente. Avaliou-se uma linha de transmissão compensada de 500 kV e 400 km, que foi modelada como perfeitamente transposta, a parâmetros distribuídos e constantes com a frequência de 60Hz, conforme retratado por Leuven EMTP Center (1987).

Na Figura 4.1, as fontes do terminal local e remoto são fortes e representadas por  $SL$  e  $SR$ , respectivamente. Os parâmetros das fontes  $SL$  e  $SR$  são definidos com base na razão entre as impedâncias da fonte e da LTC (do inglês, *source-to-line impedance ratio* - SIR), chamada de  $SIR_L$  para o terminal local e  $SIR_R$  para o terminal remoto. Os transformadores de corrente são do tipo C800 2000-5 A, com modelagem e parâmetros descritos em (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2004).

No sistema da Figura 4.1, reatores em derivação são descritos por  $BR$  e foram ajustados para compensação de 60%, sendo metade em cada extremidade da LTC. Segundo Frontin (2013), os reatores em derivação realizam o controle da tensão para reter o excedente de potência reativa capacitiva do sistema e reduzir sobretensões no decorrer dos surtos de manobra. De maneira análoga, também foram inseridos nas extremidades da LTC bancos de capacitores, com compensação de 70%, representados por  $BC$ .

A Figura 4.2, descrita por Conceição (2015), apresenta a proteção do banco de capacitores por fase modelada no ATPDraw e a lógica de disparo do GAP implementada na linguagem MODELS. A MODELS permite que as correntes e a energia acumulada pelo MOV sejam monitoradas, de forma a acionar o GAP caso esses parâmetros superem os máximos predeterminados. O MOV implementado é do tipo 92, tal que sua característica não linear é contemplada. Esses esquemas descrevem apenas uma fase. Para as demais fases de ambos os terminais da LTC os diagramas são similares.

Figura 4.2 – Banco de capacitores em série, e sua proteção, por fase: (a) arranjo implementado; (b) bloco na MODELS que implementam a lógica de controle do GAP



Fonte: (CONCEIÇÃO, 2015)

Para interpretar as simulações, foram feitas Análises da Sensibilidade Paramétrica (ASP), nas quais avaliam-se a atuação do GAP e o comportamento dos módulos das correntes nos terminais local e remoto em regime permanente de falta. Ademais, foram aplicados diferentes curtos-circuitos, cujas características são definidas na Tabela 4.1, sendo os seguintes parâmetros considerados:

Tabela 4.1 – Curtos-circuitos simulados nas ASPs e suas características

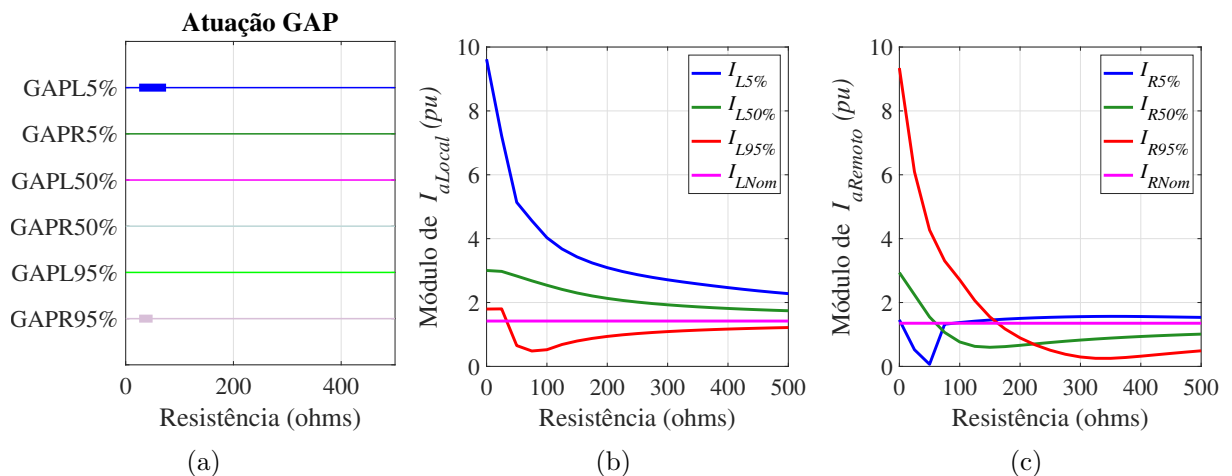
Caso	Tipo de Falta	$p$ (%)	$\delta$ (°)	Caso	Tipo de Falta	$p$ (%)	$\delta$ (°)
1	AT	5	-8	13	AT	5	-2
2	AT	50	-8	14	AT	50	-2
3	AT	95	-8	15	AT	95	-2
4	BCT	5	-8	16	BCT	5	-2
5	BCT	50	-8	17	BCT	50	-2
6	BCT	95	-8	18	BCT	95	-2
7	BC	5	-8	19	BC	5	-2
8	BC	50	-8	20	BC	50	-2
9	BC	95	-8	21	BC	95	-2
10	ABC	5	-8	22	ABC	5	-2
11	ABC	50	-8	23	ABC	50	-2
12	ABC	95	-8	24	ABC	95	-2

- Localização da falta ( $p$ ): 5%, 50% ou 95% da LT, considerados a partir do terminal local.
- Ângulo de carregamento do sistema ( $\delta$ ) igual a  $-8^\circ$  ou  $-2^\circ$ :
  - Para  $\delta = -8^\circ$ : carregamento moderado, com os módulos das correntes nominais nos terminais local e remoto iguais a 1,42 pu e 1,35 pu, respectivamente.
  - Para  $\delta = -2^\circ$ : carregamento baixo, com os módulos das correntes nominais nos terminais local e remoto iguais a 0,41 pu e 0,35 pu, respectivamente.
- Resistência de falta ( $R_f$ ): em todos casos simulados variou-se esse parâmetro, sendo que para as faltas:
  - Monofásicas e bifásicas com o terra: foi considerada a faixa de variação de 0, 50, 100, ... , 450 e 500  $\Omega$ .
  - Trifásicas e bifásicas sem o terra: foi considerada a faixa de variação de 0, 5, 10, ... , 95 e 100  $\Omega$ .

## 4.1 CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS

Os casos 1, 2 e 3 correspondem a curtos-circuitos monofásicos na fase A com um ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$ . Esses casos, diferem apenas pela localização de falta, com referência o terminal local: no primeiro a falta ocorre em 5% da LTC, no segundo em 50% da LTC, e no terceiro em 95% da LTC. Como essas situações de curto-circuito envolvem apenas a fase A, as correntes nas fases B e C permanecem praticamente inalteradas. Para essas simulações apresentam-se na Figura 4.3 apenas os GAPs e os comportamentos dos módulos das correntes dos terminais local e remoto para fase A. Como as correntes nas fases B e C permanecem praticamente inalteradas os GAPs dessas fases não atuam e por isso não são exibidos. Assim, a Figura 4.3(a) exibe a atuação dos GAPs local e remoto para os Casos 1, 2 e 3. A Figura 4.3(b) expõe o comportamento do módulo das correntes da fase A no terminal local para os Casos 1, 2 e 3. E a Figura 4.3(c) apresenta o módulo das correntes da fase A no terminal remoto para os Casos 1, 2 e 3.

Figura 4.3 – Casos 1, 2 e 3 (caso 1:  $p=5\%$ , caso 2:  $p=50\%$ , caso 3:  $p=95\%$ ), AT,  $\delta = -8^\circ$ :  
(a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto.



Fonte: O Autor.

Para o Caso 1, referente à falta monofásica em 5% da LTC, a Figura 4.3(a) apresenta a componente da atuação do GAP somente na fase A (fase defeituosa) e, observa-se a atuação apenas no terminal local  $GAP_{L5\%}$  (cor azul escuro). Isso ocorre, apenas quando  $R_f$  é menor que  $75 \Omega$ , situação em que as correntes são suficientemente altas para causarem atuação do  $GAP_{LA}$ . Além disso, o  $GAP_{LA}$  só atua no terminal local devido ao fato de que a falta ocorreu mais próximo desse terminal. Assim, nota-se nas Figura 4.3(b) e 4.3(c) que a corrente na fase A (cor azul escuro) possui maiores módulos no terminal local  $I_{L5\%}$  do que no terminal remoto  $I_{R5\%}$ . No intervalo de atuação de  $GAP_{LA}$ , verifica-se a ocorrência

de *outfeed* somente no terminal remoto, uma vez que a corrente no terminal remoto  $I_{R5\%}$  (cor azul) é menor do que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  (cor rosa). Ainda sobre o Caso 1, identifica-se que como não houve atuação do GAP no terminal remoto, o capacitor continuou conectado à linha após a falta nesse terminal, contribuindo para a ocorrência de *outfeed* no terminal remoto.

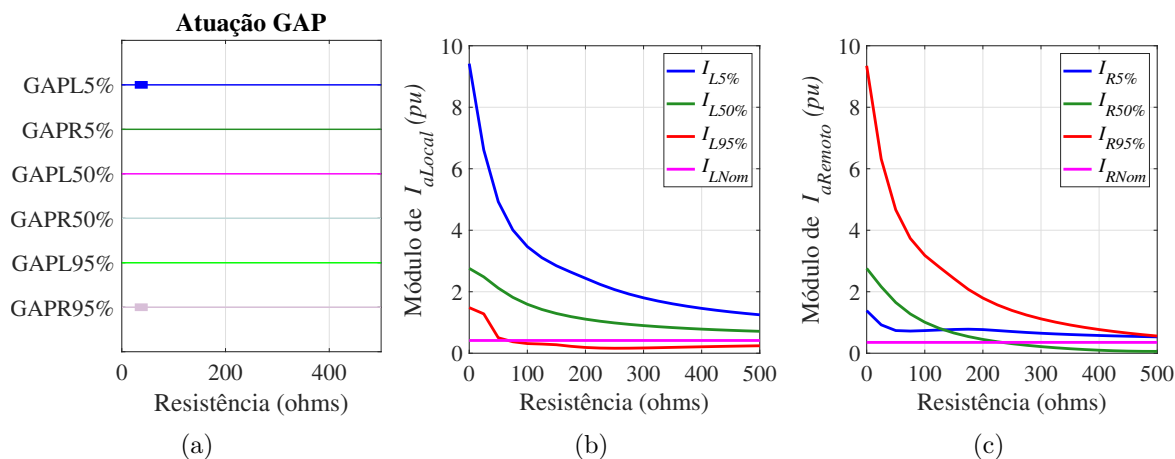
A respeito do Caso 2, referente à falta monofásica em 50% da LTC, percebe-se na Figura 4.3(a) que o GAP não atuou em nenhum dos terminais (cores rosa e azul claro). Isso ocorre, porque a falta aconteceu exatamente no meio da linha. Nas Figura 4.3(b) e 4.3(c) observa-se que as correntes na fase A (cor verde escuro) em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  possuem módulos semelhantes. Ademais, identifica-se que a corrente na fase A (cor verde escuro) teve *outfeed* somente no terminal remoto, pois a corrente no terminal remoto  $I_{R50\%}$  (cor verde escuro) é menor do que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  (cor rosa) para  $R_f > 60 \Omega$ . Portanto, devido a não atuação do GAP, a presença do capacitor na linha no terminal remoto contribuiu para o *outfeed* nesse terminal.

Sobre o Caso 3, referente à falta monofásica em 95% da LTC, verifica-se na Figura 4.3(a) que o GAP atua apenas no terminal remoto  $GAPR_{95\%}$  (cor roxo claro), para resistências de falta menores que  $50 \Omega$ . Nota-se ainda que  $I_{R95\%}$  possui maiores módulos que  $I_{L95\%}$ , porque a falta ocorreu mais próximo do terminal remoto. Identifica-se nas Figura 4.3(b) e 4.3(c) a ocorrência de *outfeed* na corrente da fase A (cor vermelho) em ambos os terminais. Dado que a corrente no terminal local  $I_{L95\%}$  (cor vermelho) é menor do que a corrente nominal  $I_{LNOM}$  (cor rosa), para resistências de falta maiores que  $30 \Omega$ . E de forma análoga, no terminal remoto pois a corrente nesse terminal  $I_{R95\%}$  (cor vermelho) também é menor do que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  (cor rosa), para  $R_f > 163 \Omega$ .

Para analisar a influência do carregamento na ocorrência de *outfeed*, as faltas monofásicas também foram simuladas no sistema com baixo carregamento. Assim, considera-se  $\delta = -2^\circ$  e aplicam-se faltas monofásicas na fase A, em 5, 50 e 95%, correspondentes aos Casos 13, 14, e 15, cujos resultados são apresentados na Figura 4.4. Logo, a Figura 4.4(a) ilustra a atuação dos GAPS local e remoto para os Casos 13, 14 e 15. A Figura 4.4(b) expõe o comportamento do módulo das correntes da fase A no terminal local para os Casos 13, 14 e 15. E a Figura 4.4(c) apresenta o módulo das correntes da fase A no terminal remoto para os Casos 13, 14 e 15. Destaca-se que para esses casos também se apresentam apenas os resultados para a fase A.

Sobre o Caso 13, referente à falta monofásica em 5% da LTC, constata-se na Figura 4.4(a) que, assim como no Caso 1, houve atuação do GAP apenas no terminal local  $GAPL_{5\%}$  (cor azul escuro) e para resistências de falta inferiores a  $50 \Omega$ . Isso ocorre porque a falta aconteceu mais próxima do terminal local. Logo, percebe-se nas Figura 4.4(b) e 4.4(c) que a corrente na fase A (cor azul escuro) possui maiores módulos no terminal local  $I_{L5\%}$  do que no terminal remoto  $I_{R5\%}$ . Ademais, verifica-se nas Figura 4.4(b) e 4.4(c) que

Figura 4.4 – Casos 13, 14 e 15 (caso 13:  $p=5\%$ , caso 14:  $p=50\%$ , caso 15:  $p=95\%$ ), AT,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

não ocorreu *outfeed* em nenhum dos terminais. Uma vez que, as correntes nos terminais local  $I_{L5\%}$  e remoto  $I_{R5\%}$  (cor azul) mantiveram-se maiores que a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa). Enquanto para a mesma falta, mas com ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$  (Caso 1), houve *outfeed* no terminal local para resistência de falta  $R_f$  menor que  $75 \Omega$ .

Com referência ao Caso 14, correspondente à falta monofásica em  $50\%$  da LTC, infere-se da Figura 4.4(a) que, assim como no Caso 2, não houve atuação de nenhum GAP (cores rosa e azul claro). Novamente esse fato é explicado porque a falta ocorreu exatamente no meio da linha e nesses casos não existe um padrão de atuação dos GAPs. Nas Figura 4.4(b) e 4.4(c) constata-se que as correntes na fase A em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  possuem módulos semelhantes. Ainda nas Figura 4.4(b) e 4.4(c), observa-se a ocorrência de *outfeed* somente no terminal remoto, já que a corrente no terminal remoto  $I_{R50\%}$  (cor verde escuro) é menor do que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  (cor rosa), para resistência de falta maiores que  $233 \Omega$ . Ressalta-se que no Caso 2, referente a mesma falta, mas com carregamento  $\delta = -8^\circ$ , a situação de *outfeed* ocorre também no terminal remoto para  $R_f$  maiores que  $60 \Omega$ . Comparando-se os Casos 2 e 14, conclui-se que a diminuição do ângulo de carregamento  $\delta$ , resulta na diminuição da ocorrência de *outfeed*, pois essa situação só passa a acontecer para maiores valores de resistência de falta  $R_f$ .

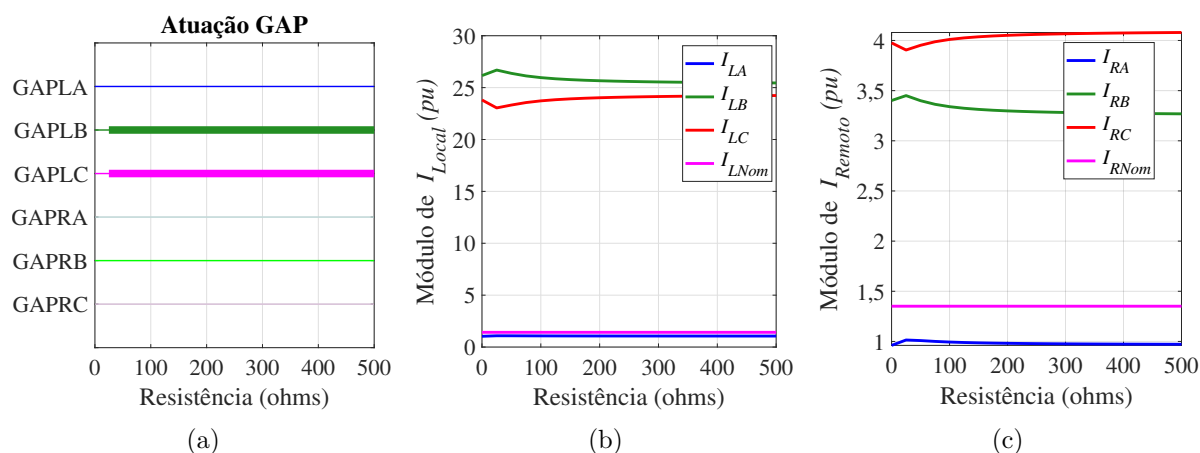
Quanto ao Caso 15, referente à falta monofásica em  $95\%$  da LTC, nota-se na Figura 4.4(a) que apenas o GAP do terminal remoto  $GAPR_{95\%}$  (cor roxo claro) atuou para resistências de curto-circuito menores que  $50 \Omega$ . Observa-se nas Figura 4.4(b) e 4.4(c), que a corrente no terminal remoto  $I_{R95\%}$  possui maiores módulos que a corrente

no terminal local  $I_{L95\%}$ , porque a falta ocorreu mais próxima do terminal remoto. Para mais, constata-se ainda nas Figura 4.4(b) e 4.4(c), que ocorre *outfeed* no terminal local para resistências maiores que  $67 \Omega$ , mas não acontece *outfeed* no terminal remoto. Ao comparar-se à falta correspondente, mas com ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$ , percebe-se que o *outfeed* que acontecia no terminal remoto no Caso 3, deixou de ocorrer no Caso 15. Além disso, verifica-se que no terminal local, o *outfeed* ocorria para  $R_f$  maiores que  $30 \Omega$  para o Caso 3, mas para o Caso 15 ele ocorre apenas quando  $R_f > 67 \Omega$ . Assim, da comparação entre os Casos 3 e 15, conclui-se que a diminuição do ângulo de carregamento reduz a ocorrência de *outfeed*, pois essa situação só passa a acontecer para maiores  $R_f$ .

## 4.2 CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS COM TERRA

Os casos 4, 5 e 6 correspondem a curtos-circuitos bifásicos com terra, nas fases B e C, com um ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$ . Os quais diferenciam-se pela localização de falta, com referência o terminal local: no primeiro a falta ocorre em 5% da LTC, no segundo em 50% da LTC, e no por último em 95% da LTC. Esses resultados são exibidos nas Figura 4.5 , 4.6 e 4.7, com a apresentação da atuação os GAPs e os comportamentos dos módulos das correntes dos terminais local e remoto.

Figura 4.5 – Caso 4, BCT,  $p=5\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

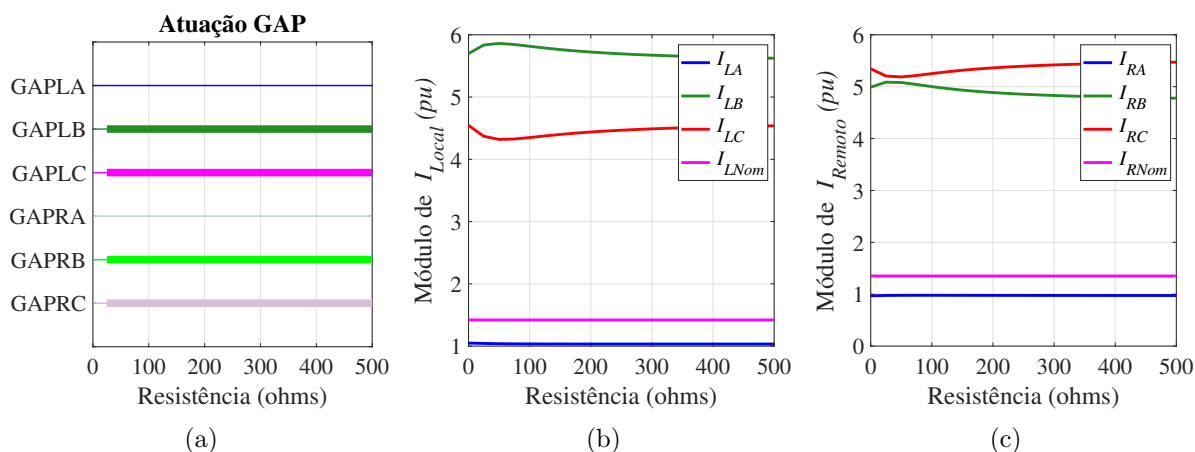


Fonte: O Autor.

Para o Caso 4, referente à falta bifásica terra em 5% da LTC, observa-se na Figura 4.5(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas B e C e no terminal local  $GAPLB_{5\%}$  (cor verde escuro) e  $GAPLC_{5\%}$  (cor rosa). Isso ocorre devido a falta ter acontecido mais próximo do terminal local. Logo, percebe-se nas Figura 4.5(b) e 4.5(c) que as correntes nas fases B e C (cores verde escuro e vermelho) possuem maiores

módulos no terminal local  $I_{L5\%}$  do que no terminal remoto  $I_{R5\%}$ . Além disso, não se identificou nas Figura 4.5(b) e 4.5(c) a condição de *outfeed*, uma vez que os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

Figura 4.6 – Caso 5, BCT,  $p=50\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPS; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

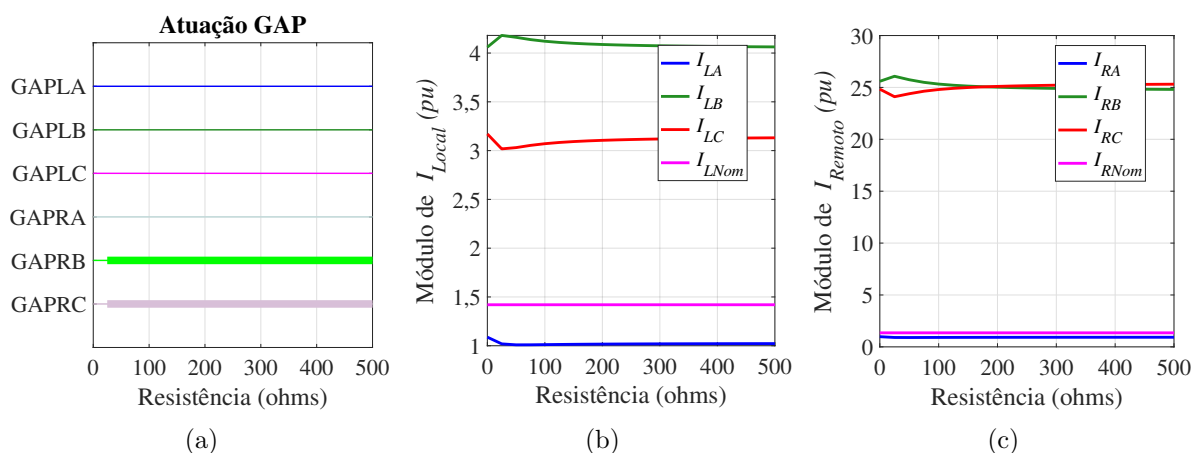


Fonte: O Autor.

Quanto ao Caso 5, referente à falta bifásica terra, nas fases B e C, em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.6(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas (B e C) em ambos os terminais  $GAPLB_{50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPLC_{50\%}$  (cor rosa),  $GAPRB_{50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPRC_{50\%}$  (cor roxo claro). Esse fato é explicado porque a falta ocorreu exatamente no meio da linha e nesses casos não existe um padrão de atuação dos GAPS. Nas Figura 4.6(b) e 4.6(c) constata-se que as correntes nas fases B e C em ambos os terminais  $I_{R5\%}$  e  $I_{L5\%}$  (cores verde escuro e vermelho) possuem módulos semelhantes. Ademais, não se verificou nas Figura 4.6(b) e 4.6(c) a ocorrência de *outfeed*, porque os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) mantiveram-se superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

A respeito do Caso 6, referente à falta bifásica terra em 95% da LTC, observa-se na Figura 4.7(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas B e C e no terminal remoto  $GAPRB_{95\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPRC_{95\%}$  (cor roxo claro). Isso acontece porque o curto-circuito ocorreu mais próximo do terminal remoto. Devido a isso, percebe-se nas Figura 4.7(b) e 4.7(c) que as correntes no terminal remoto  $I_{R95\%}$  possuem módulos maiores do que as correntes no terminal local  $I_{L95\%}$ . Nas Figura 4.7(b) e 4.7(c) também não se constatou a condição de *outfeed*, pois os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a

Figura 4.7 – Caso 6, BCT,  $p=95\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

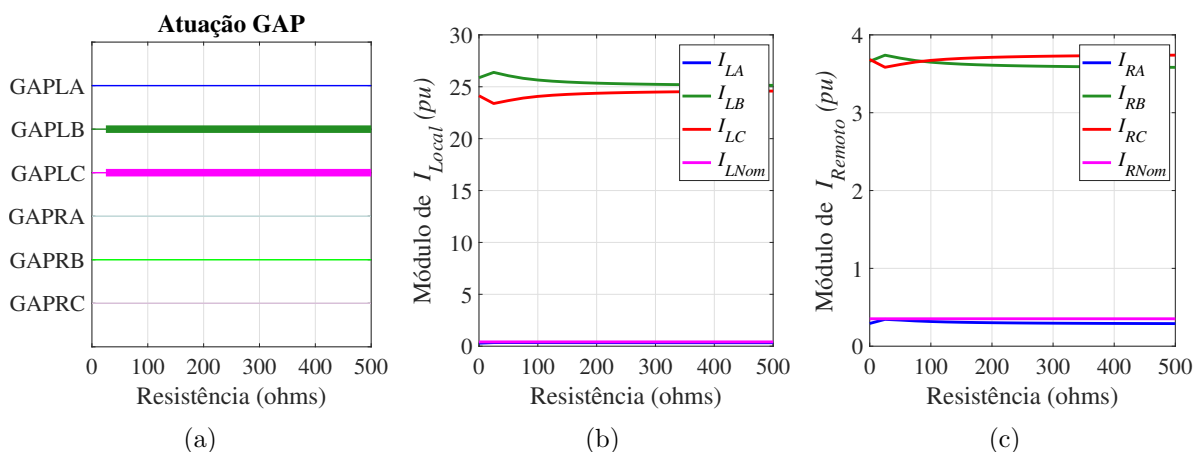


Fonte: O Autor.

corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

Avaliou-se a influência do carregamento na ocorrência de *outfeed*, simulando novamente as faltas bifásicas com terra, nas fases B e C, no sistema com baixo carregamento. Assim, os Casos 16, 17 e 18 correspondem à faltas bifásicas com terra nas fases B e C com carregamento  $\delta = -2^\circ$ , em 5, 50 e 95%. Os resultados da atuação os GAPs e dos comportamentos das correntes dos terminais local e remoto são apresentados nas Figura 4.8 , 4.9 e 4.10.

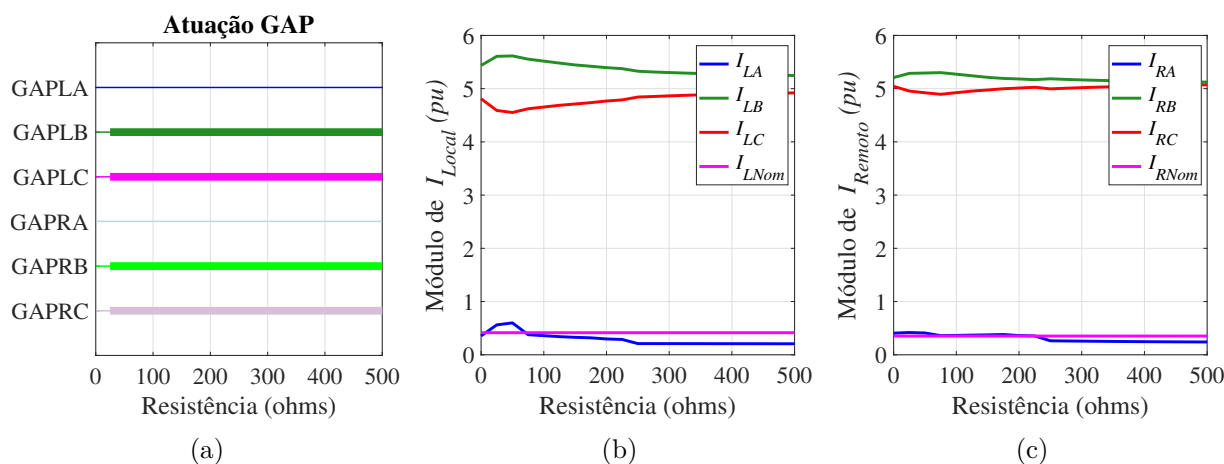
Figura 4.8 – Caso 16, BCT,  $p=5\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

No que se refere ao Caso 16, correspondente à falta bifásica terra em 5% da LTC. De maneira semelhante ao Caso 4, identifica-se na Figura 4.8(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas B e C e no terminal local  $GAPL_{B5\%}$  (cor verde escuro) e  $GAPL_{C5\%}$  (cor rosa). Isso é explicado pelo fato de o curto-circuito ter ocorrido mais próximo do terminal local. Logo, percebe-se nas Figura 4.8(b) e 4.8(c), que as correntes nas fases B e C (cores verde escuro e vermelho) possuem maiores módulos no terminal local  $I_{L5\%}$  do que no terminal remoto  $I_{R5\%}$ . Ademais, como os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa), não se observou a condição de *outfeed* nas Figura 4.8(b) e 4.8(c).

Figura 4.9 – Caso 17, BCT,  $p=50\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

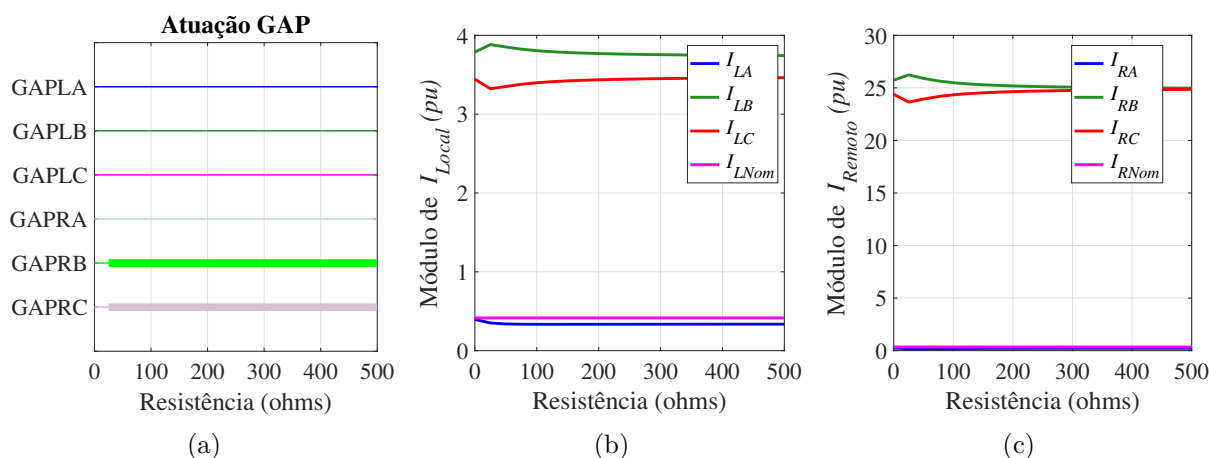


Fonte: O Autor.

Para o Caso 17, referente à falta bifásica terra, nas fases B e C, em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.9(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas (B e C) nos dois terminais  $GAPL_{B50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPL_{C50\%}$  (cor rosa),  $GAPR_{B50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPR_{C50\%}$  (cor roxo claro). Isso acontece porque a falta ocorreu exatamente no meio da LT e nesses casos não existe um padrão de atuação dos GAPs. Nas Figura 4.9(b) e 4.9(c), constata-se que as correntes nas fases B e C em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  (cores verde escuro e vermelho) possuem módulos semelhantes. Além disso, os módulos das correntes em ambos terminais  $I_{LB}$ ,  $I_{LC}$ ,  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram maiores do que a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa), logo, não se verificou *outfeed*.

Por fim, sobre o Caso 18, referente à falta bifásica terra em 95% da LTC, verifica-se na Figura 4.10(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas B e C e no terminal remoto  $GAPR_{B95\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPR_{C95\%}$  (cor roxo claro). Tal fato acontece

Figura 4.10 – Caso 18, BCT,  $p=95\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

porque o curto-circuito ocorreu mais próximo do terminal remoto. Novamente, devido a isso, percebe-se nas Figura 4.10(b) e 4.10(c) que as correntes no terminal remoto  $I_{R95\%}$  possuem módulos maiores do que as correntes no terminal local  $I_{L95\%}$ . Nas Figura 4.10(b) e 4.10(c) também não foi constatado a condição de *outfeed*, devido aos módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

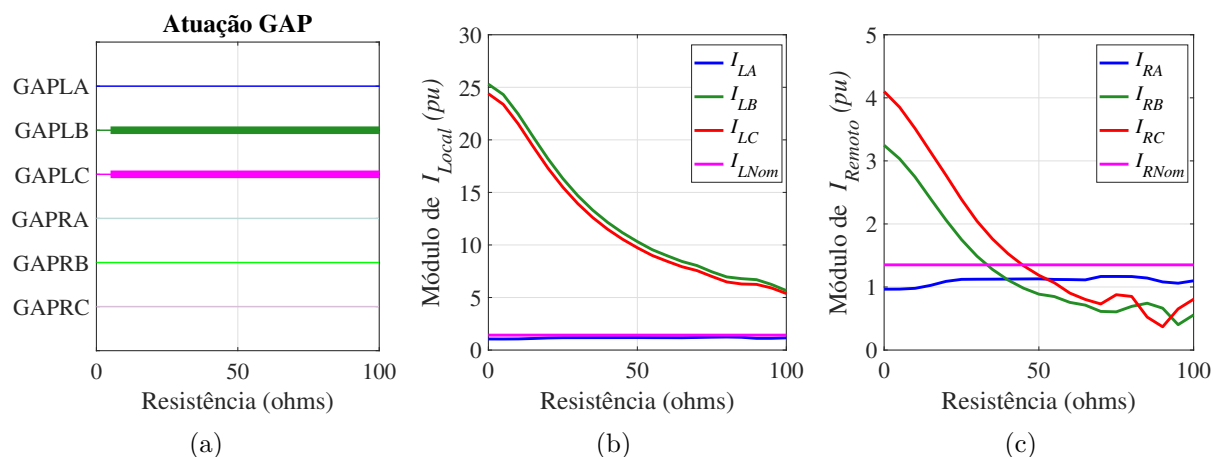
Portanto, conclui-se que em todos os casos bifásicos com terra (4, 5, 6, 16, 17 e 18) não foi observado a ocorrência de curto circuitos com *outfeed*. Depreende-se, também, que os GAPs sempre atuam nos terminais mais próximos de onde a falta foi aplicada.

### 4.3 CURTOS-CIRCUITOS BIFÁSICOS SEM TERRA

Os casos 7, 8 e 9 correspondem a curtos-circuitos bifásicos sem o terra, nas fases B e C, com ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$ , os quais diferem apenas pela localização de falta: no primeiro a falta ocorre em 5% da LTC, no segundo em 50% da LTC e no terceiro em 95% da LT. Esses resultados são exibidos nas Figura 4.11, 4.12 e 4.13, respectivamente.

Sobre o Caso 7, referente à falta bifásica sem terra, nas fases B e C, em 5% da LTC, nota-se da Figura 4.11(a) que o GAP atuou nas fases defeituosas B e C apenas no terminal local  $GAPLB_{5\%}$  (cor verde escuro) e  $GAPLC_{5\%}$  (cor rosa), pois as correntes nesse terminal são maiores que no terminal remoto, conforme observado nas Figura 4.11(b) e 4.11(c). Isso acontece porque a falta ocorre em 5% da LTC, sendo então próxima ao terminal local. Das Figura 4.11(b) e 4.11(c), observa-se a ocorrência de *outfeed* apenas no terminal remoto,

Figura 4.11 – Caso 7, BC,  $p=5\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



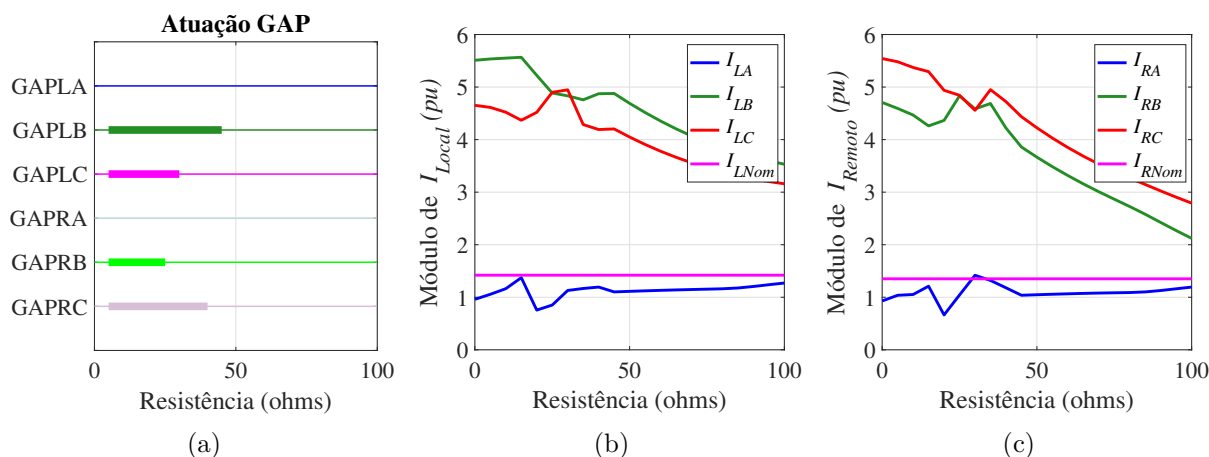
Fonte: O Autor.

pois as correntes nas fases defeituosas  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) são menores que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  para diferentes valores de  $R_f$ . Destaca-se que  $I_{RB}$  (cor verde escuro) é menor que  $I_{RNOM}$  (cor rosa) para resistências de falta  $R_f$  maiores que  $33,3 \Omega$ , e  $I_{RC}$  (cor vermelho) é menor que  $I_{RNOM}$  (cor rosa) para resistências de falta  $R_f$  maiores que  $44,6 \Omega$ . Verifica-se, portanto, que o *outfeed* aconteceu no terminal onde não houve atuação dos GAPs, o que significa que os capacitores continuaram conectados à LT no terminal remoto após a falta, contribuindo para a ocorrência de *outfeed* nas fases defeituosas nesse terminal.

A respeito do Caso 8, referente à falta bifásica sem terra nas fases B e C, em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.12(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas (B e C) em ambos os terminais  $GAPLB_{50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPLC_{50\%}$  (cor rosa),  $GAPRB_{50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPRC_{50\%}$  (cor roxo claro). Nas Figura 4.12(b) e 4.12(c) constata-se que as correntes nas fases B e C, em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  (cores verde escuro e vermelho), possuem módulos semelhantes. Além disso, como os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RC}$  e  $I_{RB}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa), não se observou a condição de *outfeed* nas Figura 4.12(b) e 4.12(c).

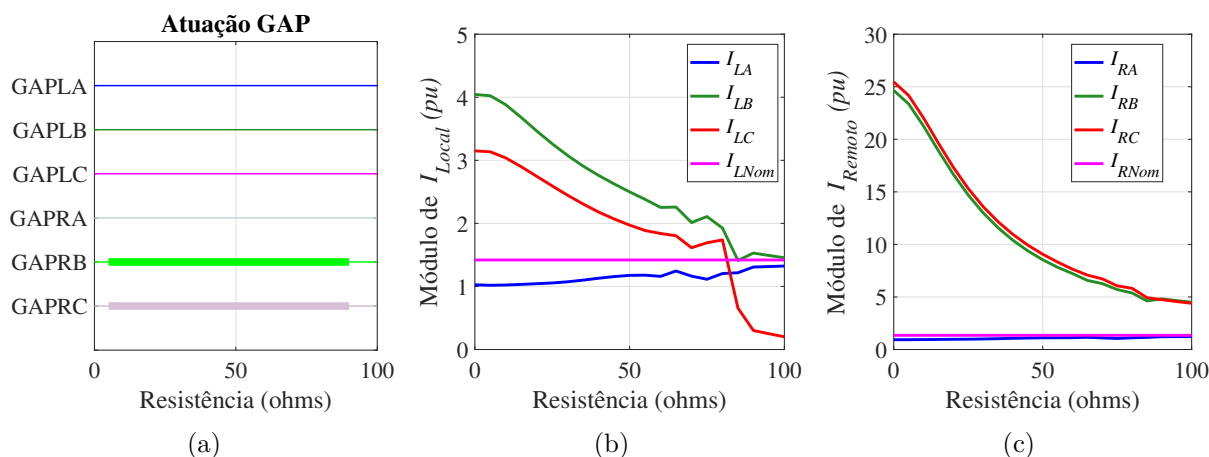
Observa-se da Figura 4.13(a), referente ao Caso 9, um curto-circuito bifásico nas fases B e C em 95% da linha, que atuaram os GAPs das fases defeituosas B e C apenas no terminal remoto  $GAPRB_{95\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPRC_{95\%}$  (cor roxo claro). Explica-se esse fato pelo módulo das correntes nesse terminal serem maiores, conforme observado nas Figura 4.13(b) e 4.13(c). Isso ocorre porque a falta ocorreu em 95% da LTC,

Figura 4.12 – Caso 8, BC,  $p=50\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

Figura 4.13 – Caso 9, BC,  $p=95\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



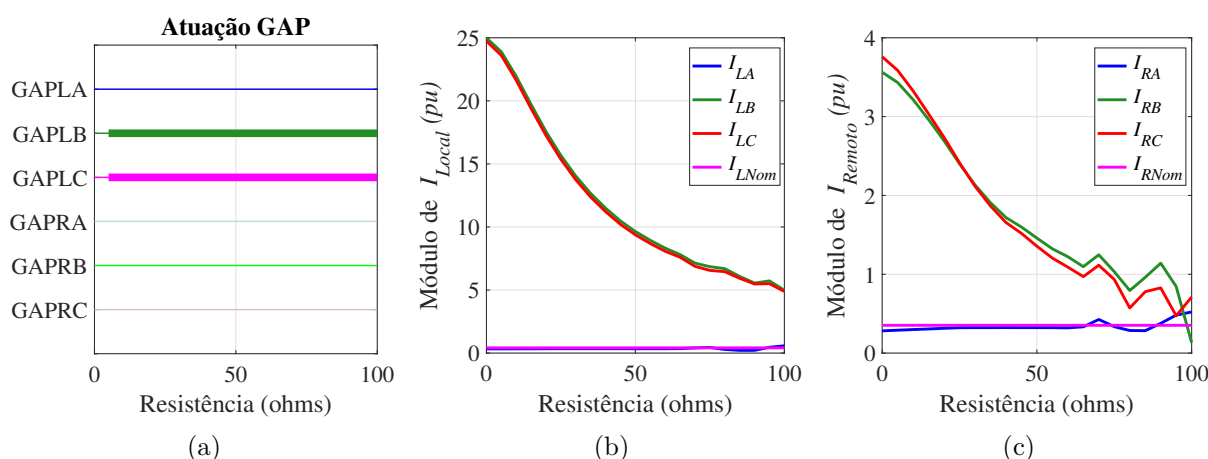
Fonte: O Autor.

sendo então próxima ao terminal remoto. Ainda nas Figura 4.13(b) e 4.13(c) verifica-se a ocorrência de *outfeed* apenas no terminal local, pois a corrente na fase B do terminal local  $I_{LB}$  (cor verde escuro) é menor que a corrente nominal  $I_{LNom}$  (cor rosa) para resistências de falta  $R_f$  maiores que  $86 \Omega$ , e a corrente no terminal local da fase C,  $I_{LC}$  (cor vermelho) é menor que a corrente nominal  $I_{LNom}$  (cor rosa) para  $R_f$  maiores que  $83 \Omega$ . Conclui-se então, que o *outfeed* aconteceu no terminal local, onde não houve atuação do GAP e, portanto, a conexão do capacitor à LTC no terminal local contribuiu para o *outfeed* nesse

terminal.

Os casos 7, 8 e 9 foram simulados novamente considerando um carregamento baixo. Assim, os casos 19, 20 e 21 representam curto-circuitos bifásicos sem terra nas fases B e C, com carregamento  $\delta = -2^\circ$  e localização de falta em 5%, 50% e 95% da LTC. As Figura 4.14 , 4.15 e 4.16, apresentam os casos 19, 20 e 21, respectivamente.

Figura 4.14 – Caso 19, BC, p=5%,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

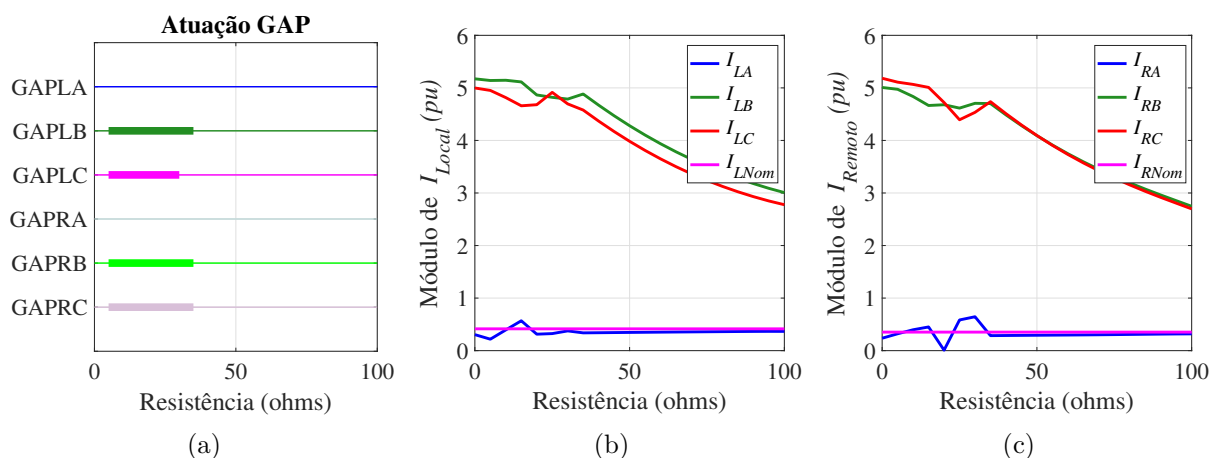


Fonte: O Autor.

Para o caso 19, referente à falta bifásica terra em 5% da LTC, observa-se na Figura 4.14(a) que o GAP atuou apenas no terminal local  $GAPLB_{5\%}$  (cor verde escuro) e  $GAPLC_{5\%}$  (cor rosa), uma vez que a falta ocorreu mais próxima desse terminal. Além disso, no caso 19, os módulos das correntes no terminal local são superiores aos do terminal remoto. Das Figura 4.14(b) e 4.14(c) nota-se a ocorrência de *outfeed* apenas no terminal remoto e na fase B (cor verde escuro), já que a corrente no terminal remoto  $I_{RB\%}$  (cor verde escuro) é menor do que a corrente nominal  $I_{RNOM}$  (cor rosa), para resistências de falta maiores que  $97 \Omega$ . Ressalta-se que no Caso 7, referente à mesma falta, mas com carregamento  $\delta = -8^\circ$ , a situação de *outfeed* ocorre também no terminal remoto, no entanto para as duas fases defeituosas B e C, para  $I_{RB} > 33,3 \Omega$  e  $I_{RC} > 44,6 \Omega$ . Comparando-se os Casos 7 e 19, conclui-se que a diminuição do ângulo de carregamento  $\delta$ , resulta na diminuição da ocorrência de *outfeed*, pois essa situação só passa a acontecer para uma das fases defeituosas e para maiores valores de resistência de falta  $R_f$ .

Sobre o Caso 20, referente à falta bifásica sem terra, nas fases B e C, em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.15(a) a atuação do GAP somente nas fases defeituosas (B e C) em ambos os terminais  $GAPLB_{50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPLC_{50\%}$  (cor rosa),  $GAPRB_{50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPRC_{50\%}$  (cor roxo claro). Nas Figura 4.15(b)

Figura 4.15 – Caso 20, BC,  $p=50\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

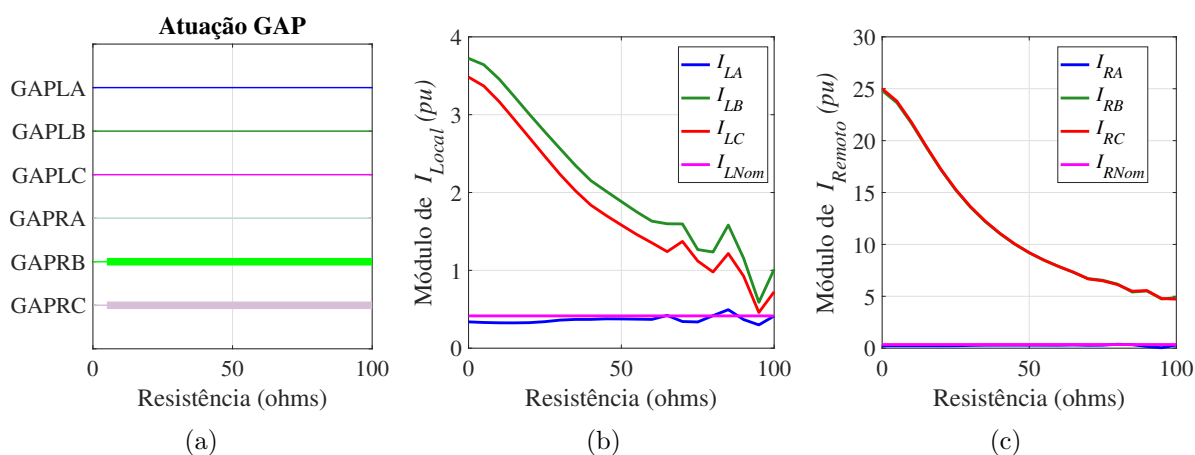


Fonte: O Autor.

e 4.15(c) verifica-se que as correntes nas fases B e C em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  (cores verde escuro e vermelho) possuem módulos semelhantes. Ademais, não se constatou a condição de *outfeed* nas Figura 4.15(b) e 4.15(c), visto que os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e  $I_{LC}$  e remoto  $I_{RB}$  e  $I_{RC}$  (cores verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa). Comparando-se com o caso 8, os resultados foram semelhantes e não ocorreu a condição de *outfeed* em nenhum dos casos.

A respeito do Caso 21, retrata-se na Figura 4.16(a) que os GAPs das fases defeituosas B e C atuaram apenas no terminal remoto  $GAPR_{B95\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPR_{C95\%}$  (cor roxo claro). Isso acontece pois a falta ocorreu em 95% da LTC, sendo então próxima ao terminal remoto. Ademais, identifica-se que os módulos das correntes no terminal remoto são superiores aos módulos das correntes no terminal local. Nas Figura 4.16(b) e 4.16(c) os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{LB}$  e remoto  $I_{RB}$  (cores verde escuro e vermelho) conservaram-se superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa), portanto não foi observado a situação de *outfeed* em nenhum dos terminais. Destaca-se que para o Caso 9, referente à mesma falta, foi verificado a ocorrência de *outfeed* no terminal local para as duas fases defeituosas B e C, para  $I_{LB} > 86 \Omega$  (cor verde escuro) e  $I_{LC} > 83 \Omega$  (cor vermelho). Portanto comparando-se os Casos 9 e 21, percebe-se que a diminuição do ângulo de carregamento  $\delta$ , reduz a ocorrência de *outfeed*, uma vez que essa situação deixou de ocorrer.

Figura 4.16 – Caso 21, BC,  $p=95\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

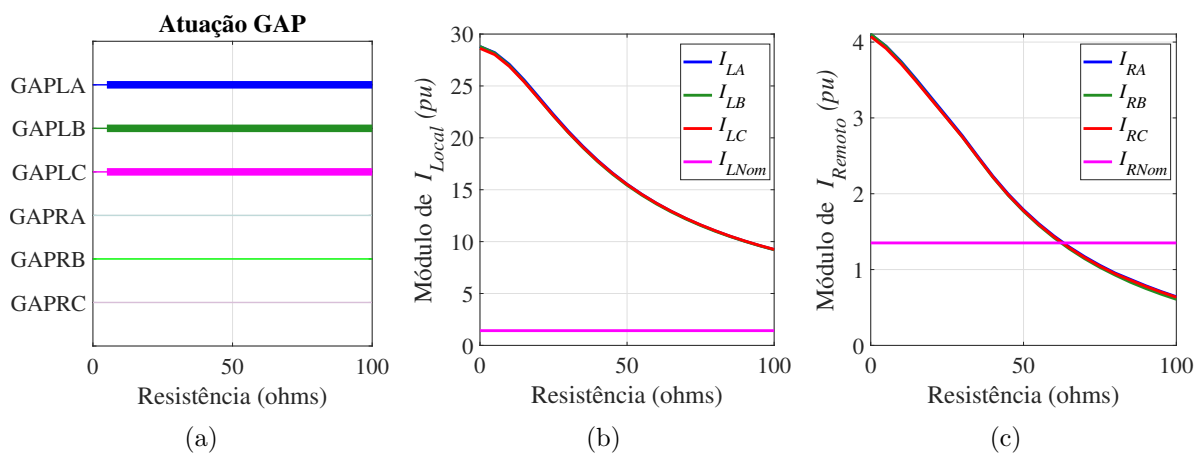


Fonte: O Autor.

## 4.4 CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS

Os casos 10, 11 e 12 correspondem a curtos-circuitos trifásicos com ângulo de carregamento  $\delta = -8^\circ$ , aplicados em 5% da LTC, 50% e 95% da LT, respectivamente. As Figura 4.17 , 4.18 e 4.19 apresentam aa análises da atuação dos GAPs e dos módulos das correntes nos terminais local e remoto.

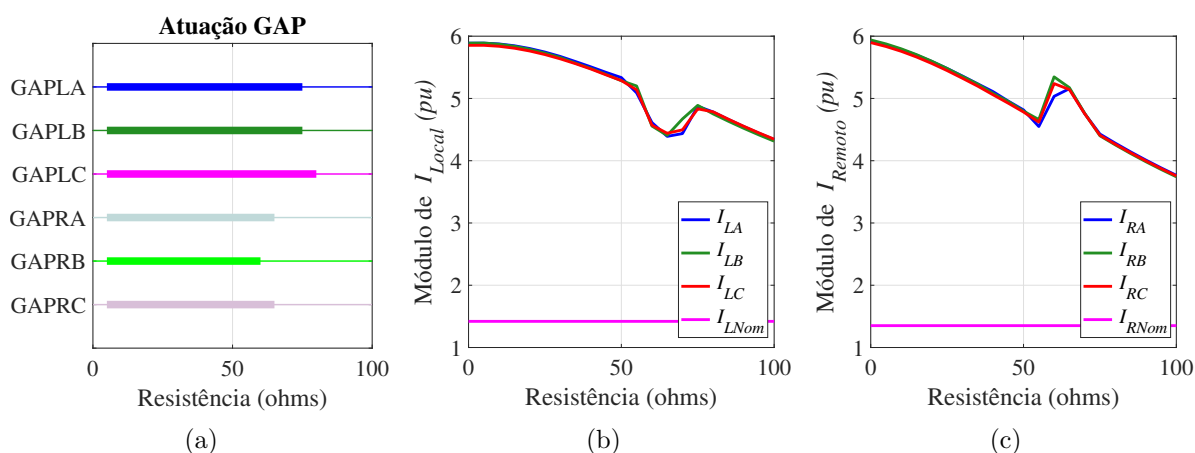
Figura 4.17 – Caso 10, ABC,  $p=5\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

Observa-se da Figura 4.17(a), referente ao Caso 10, que os GAPs das três fases atuaram somente no terminal local, uma vez que a falta ocorre mais próximo desse terminal, fazendo com que as correntes sejam suficientemente altas para causarem a atuação dos  $GAPL_{s5\%}$ . Nota-se ainda nas Figura 4.17(b) e 4.17(c) que ocorre *outfeed* no terminal remoto  $I_{R5\%}$  em todas as fases (cores azul, verde escuro e vermelho) para resistências de falta superiores a  $62 \Omega$ , pois as correntes nas três fases são menores que  $I_{RNOM}$  (cor rosa). Do Caso 10, verifica-se então que o *outfeed* aconteceu no terminal remoto, onde não houve atuação dos GAPs, e a presença do banco de capacitores na linha influenciou para tal ocorrência.

Figura 4.18 – Caso 11, ABC,  $p=50\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

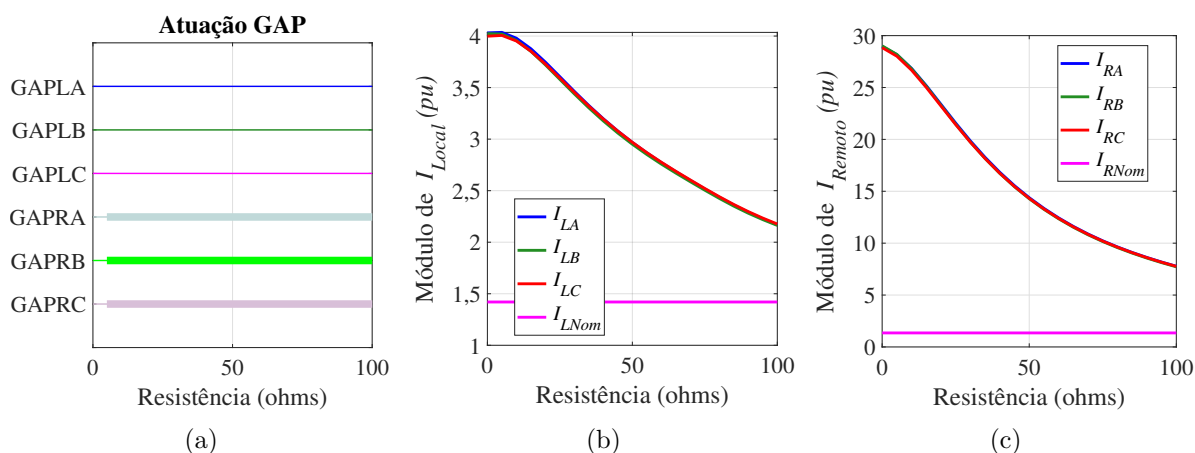


Fonte: O Autor.

Sobre o Caso 11, referente à falta trifásica em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.18(a) a atuação do GAP em todas as fases nos dois terminais local e remoto  $GAPL_{A50\%}$  (cor azul escuro)  $GAPL_{B50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPL_{C50\%}$  (cor rosa),  $GAPR_{A50\%}$  (cor azul claro),  $GAPR_{B50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPR_{C50\%}$  (cor roxo claro). Nas Figura 4.18(b) e 4.18(c) verifica-se que as correntes nas três fases possuem módulos semelhantes em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  (cores azul, verde escuro e vermelho). Além disso, não se constatou a condição de *outfeed* nas Figura 4.18(b) e 4.18(c), uma vez que os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{L50\%}$  e remoto  $I_{R50\%}$  (cores azul escuro, verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

Para o caso 12, referente à um curto-circuito trifásico em 95% da LTC. Observa-se da Figura 4.19(a) que os GAPs das três fases atuaram somente no terminal remoto, uma vez que a falta ocorre mais próximo desse terminal, fazendo com que as correntes sejam suficientemente altas para causarem a atuação dos  $GAPR_{s95\%}$ . Nota-se ainda nas

Figura 4.19 – Caso 12, ABC,  $p=95\%$ ,  $\delta = -8^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

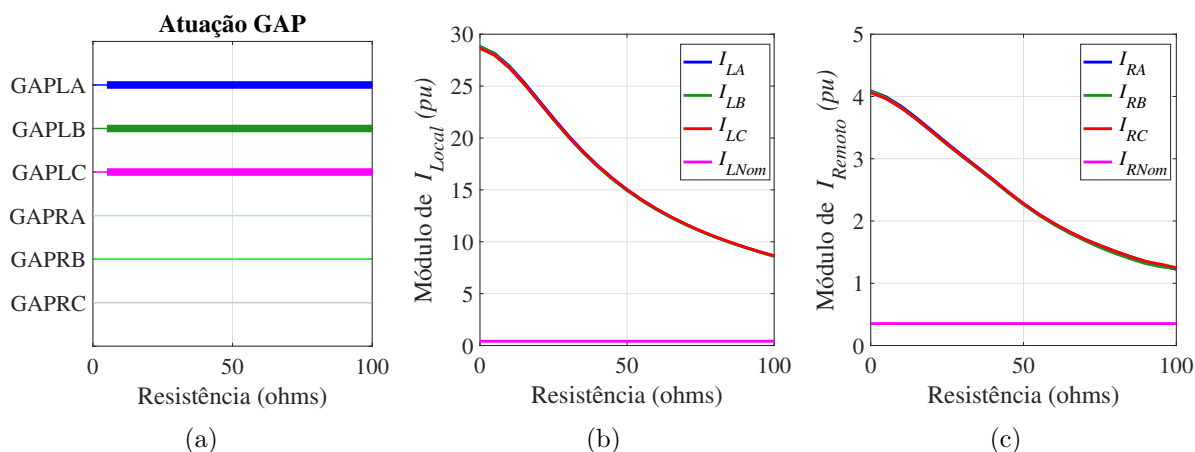


Fonte: O Autor.

Figura 4.19(b) e 4.19(c) que não ocorre *outfeed* em nenhum dos terminais, pois as correntes nas três fases (cor azul escuro, verde escuro e vermelho) são maiores que  $I_{NOM}$  (cor rosa).

A fim de avaliar a influência do carregamento do sistema na ocorrência de faltas com *outfeed*, as faltas trifásicas dos Casos 10, 11 e 12 foram simuladas novamente, mas considerando o sistema com baixo carregamento. Assim, considera-se o ângulo de carregamento  $\delta = -2^\circ$  para os casos 22, 23 e 24 apresentados nas Figura 4.20 , 4.21 e 4.22, respectivamente.

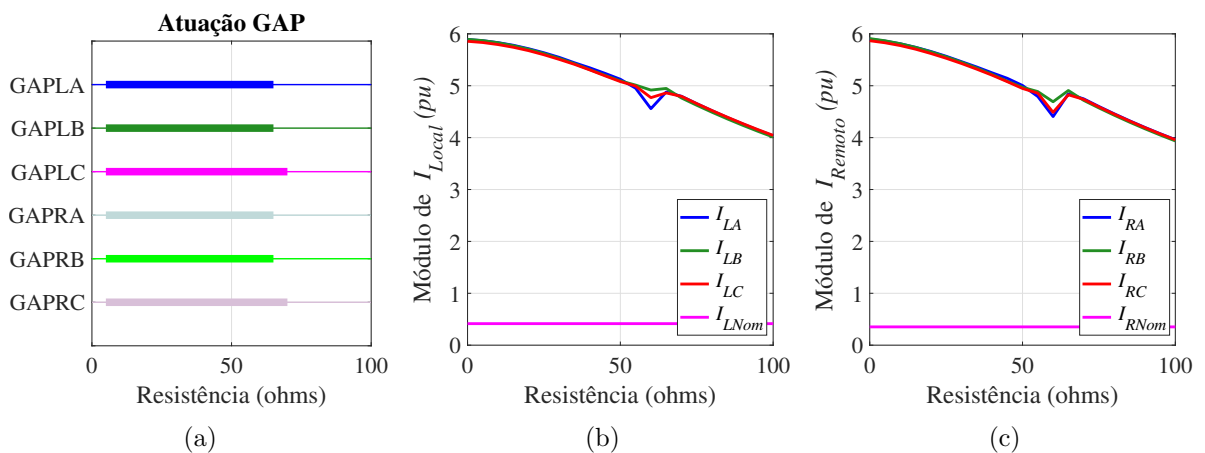
Figura 4.20 – Caso 22, ABC,  $p=5\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

Na situação de curto-circuito trifásico em 5% da LTC, nomeada de Caso 22, pode ser observado na Figura 4.20(a) que os GAPS das três fases atuaram somente no terminal local, uma vez que a falta ocorre mais próximo desse terminal, fazendo com que as correntes sejam suficientemente altas para causarem a atuação dos  $GAPL_{s5\%}$ . Como o carregamento foi reduzido, observa-se nas Figura 4.20(b) e 4.20(c) que, a situação de *outfeed* que antes acontecia no Caso 10, referente à mesma falta, mas com carregamento de  $\delta = -8^\circ$ , deixa de ocorrer no terminal remoto para o Caso 22, independentemente do valor de  $R_f$ .

Figura 4.21 – Caso 23, ABC, p=50%,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPS; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto

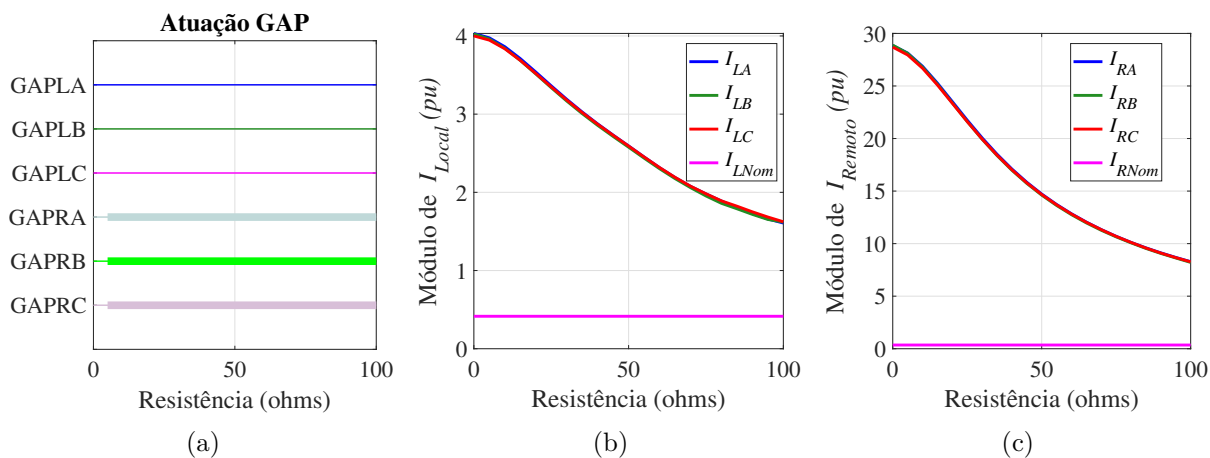


Fonte: O Autor.

A respeito do Caso 23, referente à falta trifásica em 50% da LTC, observa-se na Figura 4.21(a) a atuação do GAP em todas as fases nos dois terminais local e remoto  $GAPL_{A50\%}$  (cor azul escuro),  $GAPL_{B50\%}$  (cor verde escuro),  $GAPL_{C50\%}$  (cor rosa),  $GAPR_{A50\%}$  (cor azul claro),  $GAPR_{B50\%}$  (cor verde fluorescente) e  $GAPR_{C50\%}$  (cor roxo claro). Nas Figura 4.21(b) e 4.21(c) verifica-se que as correntes nas três fases possuem módulos semelhantes em ambos os terminais  $I_{R50\%}$  e  $I_{L50\%}$  (cores azul, verde escuro e vermelho). Assim como no Caso 11, não se constatou a condição de *outfeed* nas Figura 4.21(b) e 4.21(c), já que os módulos das correntes nos terminais locais  $I_{L50\%}$  e remoto  $I_{R50\%}$  (cores azul escuro, verde escuro e vermelho) permaneceram superiores a corrente nominal  $I_{NOM}$  (cor rosa).

Por fim, com relação ao curto-circuito trifásico em 95% da LTC nomeado Caso 24, verifica-se na Figura 4.22(a) que os GAPS das três fases atuaram somente no terminal remoto, uma vez que a falta ocorre mais próximo desse terminal. Além disso, a partir das Figura 4.22(b) e 4.22(c) não se observou a ocorrência de situações de *outfeed* em nenhum dos terminais, pois as correntes nas fases (cor azul escuro, verde escuro e vermelho) são

Figura 4.22 – Caso 24, ABC,  $p=95\%$ ,  $\delta = -2^\circ$ : (a) atuação dos GAPs; (b) módulo da corrente no terminal local; (c) módulo da corrente no terminal remoto



Fonte: O Autor.

maiores que  $I_{NOM}$  (cor rosa). Comparando os casos 12 e 24, percebe-se que para ambos os casos não houve *outfeed* independente do ângulo de carregamento.

# 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho de conclusão de curso, apresentou-se a análise da ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* em linhas de transmissão de alta tensão com compensação série fixa no terminais da linha. Para tanto, o *software* ATP e a linguagem MODELS modelados por Conceição (2015) foram empregados, uma vez que eles viabilizam a análise dos efeitos dos bancos de capacitores e sua proteção na influência dessas situações de *outfeed*.

Para o desenvolvimento do estudo proposto, no Capítulo 2, foi elaborada uma revisão teórica sobre os fundamentos da compensação série fixa, a fim de embasar as simulações realizadas, bem como a análise e compreensão de seus resultados. Apresentaram-se os efeitos da compensação série (CS) no aumento das margens de estabilidade do sistema. Além disso, abordou-se sobre o aumento da capacidade de transferência de potência gerado pela CS. Exibiram-se os principais equipamentos associados aos bancos de capacitores, e seus distintos esquemas de proteção. E por fim, abordou-se os efeitos negativos que a compensação série pode ocasionar.

Em seguida, o Capítulo 3 descreveu uma revisão bibliográfica sobre curtos-circuitos com *outfeed*, contribuindo para um melhor entendimento do tema de estudo. Assim, nesse capítulo verificou-se que a ocorrência de *outfeed* pode prejudicar a correta atuação de diversas proteções da linha. Entre essas proteções prejudicadas, tem-se que a inversão de corrente ou *outfeed* afeta a capacidade de discriminação da direcionalidade dos relés de proteção. Esses relés podem ficar sub-alcançados ou sob-alcançados, e terem dificuldade em identificar os curto-circuitos com *outfeed*. Outra consequência do *outfeed*, ocasionado pela presença do banco de capacitores entre o relé de tensão e o ponto de falta, é que este pode provocar erros de alcance nos relés de distância. Ademais, as proteções baseadas em elementos de comparação de fases podem falhar em sua operação.

Finalmente, no Capítulo 4, apresentou-se a análise dos resultados das simulações realizadas nos *softwares* *Alternative Transient Program*(ATP) e *Octave*. Para tanto, foram realizadas diversas simulações alterando o tipo de curto-circuito (monofásico, bifásico, bifásico-terra e trifásico), a localização da falta, o carregamento do sistema e a resistência de falta.

Essas simulações foram aplicadas a fim de avaliar os diversos fatores que influenciam na ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed*, bem como o desempenho dos sistemas de proteção dos bancos de capacitores e seus efeitos sobre a linha de transmissão. A análise da

ocorrência de *outfeed* foi feita avaliando apenas o módulo dos fasores de corrente medidos no transformadores de corrente local e remoto. Após o estudo dos resultados obtidos nas simulações são descritos a seguir:

- os GAPs das fases defeituosas atuaram nos terminais mais próximos do curto-circuito.
- para faltas em 50% da LTC não existe um padrão de atuação dos GAPs, uma vez que estes atuaram para alguns casos, mas para outros não.
- os GAPs atuaram para menores valores de resistência de falta, pois nesses casos a corrente de falta é maior.
- a corrente de falta foi menor do que a corrente nominal nos terminais onde não houve atuação dos GAPs, portanto, a presença dos bancos de capacitores conectados à linha após a falta contribui para os casos de *outfeed*.
- quanto maior o ângulo de carga (carregamento), maior é a ocorrência de *outfeed*, pois a corrente de carga é maior.
- quanto maior a resistência de falta maior a chance de acontecer o *outfeed*, pois menor será a corrente de falta.
- a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* aumenta quando mais próximas as faltas aplicadas estiverem dos terminais, sendo que o *outfeed* acontece no terminal onde a falta não foi aplicada.
- A respeito do tipo de falta, o *outfeed* ocorre em todos os tipos de curto-circuitos, sendo que sua maior incidência acontece em faltas monofásicas. Todavia, esse fenômeno também foi observado em curtos-circuitos trifásicos e em bifásicos sem o terra.

Dessa forma, conclui-se que a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* não depende exclusivamente de um único fator, mas da combinação de diferentes parâmetros que influenciam no valor das correntes de carga e de curto-circuito. Portanto, a situação de *outfeed* tem maior probabilidade de ocorrer quando os parâmetros relacionados ao sistema e ao curto-circuito foram tais que resultam em maiores valores de carregamento e menores valores de corrente de falta. Conclui-se ainda que a proteção do banco de capacitores também influencia na ocorrência das faltas com *outfeed*, pois seu ajuste e, conseqüentemente, a sua não atuação, fazem com que o banco de capacitores continue conectado à linha após a falta, aumentando assim a ocorrência de *outfeed*.

Depreende-se que entender os curtos-circuitos com *outfeed* é importante porque pelo estudo do estado da arte constatou-se que esse fenômeno influencia na correta atuação de diferentes proteções da linha. Logo, compreender esses tipos de curtos-circuitos auxilia na

implementação da proteção da linha, de maneira que ela não atue incorretamente mesmo em situações *outfeed*. Um método para evitar essas situações de *outfeed* é a instalação dos capacitores longe das fontes indutivas da linha. Além disso, a inversão de corrente ou *outfeed* pode ser evitada na fase de planejamento do sistema, desde que se atente para que a reatância equivalente da fonte atrás da compensação nunca seja inferior à reatância capacitiva série. Ademais, a proteção de linhas baseada na comparação de fases, analisando a aplicação de correntes incrementais no domínio do tempo também não é afetada por curtos-circuitos com *outfeed*.

Para continuação e aprofundamento dos estudos elaborados, sugere-se as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Avaliar o comportamento do ângulo dos fasores das correntes medidas nos transformadores de corrente local e remoto durante a ocorrência de faltas com *outfeed*.
- Avaliar a influência do grau de compensação série para a ocorrência de faltas com *outfeed*.
- Avaliar os motivos pelos quais curtos-circuitos bifásicos com terra não apresentaram situações de *outfeed*.

## Referências

- ALMEIDA, M. L. S. de. *Proteção diferencial de linhas de transmissão baseada no plano alfa de potências complexas*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, DF, 2016. Citado na página 46.
- ALMEIDA, M. L. S. de et al. Aplicação da proteção diferencial baseada no plano alfa de potências complexas em uma linha de transmissão compensada. apresentado no XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA) e premiado no XVI Prêmio UFG de Iniciação Científica, 2018. Citado na página 53.
- ALTUVE, H. J.; MOONEY, J. B.; ALEXANDER, G. E. Advances in series-compensated line protection. In: *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 263–275. Citado 4 vezes nas páginas 43, 44, 45 e 46.
- ANDERSON, P. M. *Series Compensation of Power Systems*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1996. Citado 7 vezes nas páginas 19, 22, 23, 25, 31, 33 e 40.
- BORGES, S. R. L. *Efeito da Operação de Varistores de Óxido de Zinco sobre o Desempenho da Proteção de Distância de Linhas Compensadas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro ,RJ, 2007. Citado na página 25.
- CONCEIÇÃO, J. B. R. da. *Análise de Transitórios em Linhas de Transmissão com Compensação Série*. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, DF, 2015. Citado 18 vezes nas páginas 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 54 e 73.
- DINIZ, O. P. *Uso do Software CAPE na Avaliação da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, DF, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado na página 47.
- FRONTIN, S. O. *"Equipamentos de Alta Tensão Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas"*. 1. ed. [S.l.]: Goya Editora LTDA, 2013. Citado na página 54.
- GAJBHIYE, R. K. et al. Computationally efficient methodology for analysis of faulted power systems with series-compensated transmission lines: A phase coordinate approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 2, p. 873–880, April 2008. ISSN 0885-8977. Citado na página 32.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power System Analysis & Design, SI Version*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012. Citado na página 28.
- GONÇALVES, D. do N. *Desempenho do relé de distância em linhas de transmissão compensadas com TCSC*. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro ,RJ, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 25, 40 e 48.

GONÇALVES, E. M. *Metodologias para Validação de Proteções de Linhas de Transmissão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, MG, 2012. Citado na página 50.

GRUNBAUM, R.; SAMUELSSON, J. Series capacitors facilitate long distance ac power transmission. In: . [S.l.]: 2005 IEEE Russia Power Tech, 2005. p. 1–6. Citado na página 25.

HOROWITZ, S.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 1. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2008. Citado na página 49.

IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Citado na página 54.

JR, E. J. S. L.; LOPES, F. V.; SILVA, K. M. e. *Proteção de linhas baseada na comparação de fases: Uma análise da aplicação de correntes incrementais no domínio do tempo*. Universidade de Brasília, DF, 2016. Citado na página 51.

KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. Florianópolis, SC: Do autor, 2006. 2v. Citado na página 50.

LEUVEN EMTP CENTER. *ATP - Alternative Transient Program: Rule book*. Herverlee, Belgium, 1987. Citado na página 53.

MILLER, T. J. E. *Reactive Power Control in Electric Systems*. New York, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1982. Citado na página 24.

MOLAS, E. C. *Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa: Modelagem e Simulação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, DF, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.

OLIVEIRA, A. L. P. de. *Avaliação do comportamento da proteção de distância em linhas de transmissão com compensação série fixa através da simulação digital em tempo real*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá,RJ, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

OLIVEIRA, W. C. de. *Estudo e Avaliação das Proteções de linhas de transmissão 500kV da Eletrobrás-Eletronorte localizadas na Subestação de Tucuruí*. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Pará, PA, 2010. Citado na página 51.

ROBERTS, J. et al. The effect of multiprinciple line protection on dependability and security. In: *proceedings of the 55th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA*. [S.l.: s.n.], 2001. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.

SANTOS, L. F. dos. *Avaliação de algoritmos numéricos de proteção para linhas com compensação série*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá,RJ, 2006. Citado na página 47.

SILVA, K. M. e. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.

SOUZA, M. P. de Melo Gomes de. *Coordenação da Proteção de um Sistema Elétrico de Potência Interligado Utilizando Relés de Sobrecorrente e de Distância*. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2010. Citado na página 50.

TAVARES, I. T. B. *Análise de Sensibilidade Paramétrica da Proteção de Distância de Linhas com Compensação Série*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, DF, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 37, 38 e 39.

THOMPSON, M.; SOMANI, A. *A Tutorial on Calculating Source Impedance Ratios for Determining Line Length*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2014. Citado na página 48.

ZANETTA, J.; CERA, L. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. 1. ed. São Paulo, SP: Editora da Universidade de São Paulo, 2003. Citado na página 36.