

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SERGIO PAZZINI DA SILVA MATOS

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA
PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

VITÓRIA
2015

SERGIO PAZZINI DA SILVA MATOS

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA
PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

VITÓRIA
2015

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

M433a Matos, Sergio Pazzini da Silva, 1983-
Análise do impacto da geração distribuída na proteção dos
sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica /
Sergio Pazzini da Silva Matos. – 2015.
122 f. : il.

Orientador: Lucas Frizera Encarnação.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Sistemas de
energia elétrica – Proteção. 3. Microrrede (Sistemas de energia
elétrica). I. Encarnação, Lucas Frizera. II. Universidade Federal
do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

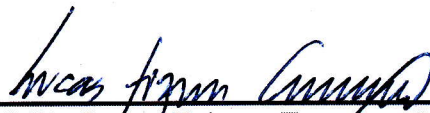
SERGIO PAZZINI DA SILVA MATOS

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA
PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**


Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 10/12/2015


COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof. Dr. Paulo José Mello Menegaz
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof. Dr. Marcio Almeida Co
Instituto Federal do Espírito Santo
Examinador

*“Nossa existência não é mais que um curto-circuito de luz entre
duas eternidades de escuridão”.*

(Vladimir Nabokov)

“A melhor forma de prever o futuro é construí-lo”

(Peter Drucker)

A meus pais, minha esposa e minha filha.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação, que aceitou este desafio de ser meu orientador e contribuiu enormemente para a elaboração deste trabalho. Aprendi muito neste tempo em que trabalhamos juntos.

A Profª. Drª. Jussara Farias Fardin, que abriu as portas para o meu ingresso a este curso de Mestrado.

Aos colegas da ArcelorMittal Tubarão que me apoiaram e ajudaram em muitas partes deste trabalho. Em especial ao gerente Vinicius Erlacher Roubach que aceitou minha liberação e me incentivou a participar deste curso.

A meus pais, Cyro e Letícia, que sempre me apoiaram e me ajudaram todas as vezes em que precisei. Sou eternamente grato.

A minha esposa, Roberta, e minha filha, Nina, que compreenderam os momentos em que fiquei ausente para a conclusão deste Mestrado. Os sorrisos de vocês sempre me deram muita força para continuar.

Resumo

A mudança da filosofia de geração do sistema elétrico brasileiro vem trazendo novos desafios para o setor. O antigo parque de geração instalado, no qual existiam praticamente apenas grandes usinas geradoras longe dos centros consumidores, vem sendo modernizado e ampliado por muitos pequenos geradores espalhados por todo o sistema e mais próximos aos consumidores. Estes pequenos geradores instalados de forma descentralizada são chamados de geradores distribuídos, ou Geração Distribuída.

Para garantir o fornecimento contínuo de energia, é necessário o emprego de um sistema de proteção elétrica que elimine um defeito da rede de forma rápida e precisa, isolando o defeito na menor área possível (conceito de seletividade). Sabe-se que para isto, é necessário que o sistema elétrico seja detalhadamente estudado, considerando geradores, cargas, transmissão e distribuição, para que as proteções sejam parametrizadas corretamente.

A entrada de geradores distribuídos no sistema elétrico pode impactar significativamente no fluxo de potência e condições de tensão nos consumidores e sistemas de transmissão e distribuição. Isto requer a avaliação detalhada do sistema de forma a definir qual o impacto dos geradores distribuídos dentro deste sistema.

A indústria com geração de energia própria, ou seja, com geração muito próxima aos seus consumidores, vem sofrendo constantes atuações do seu sistema de proteção em função de defeitos em vários pontos do Sistema Elétrico Brasileiro. A indústria autoprodutora tem capacidade de continuar em operação normal mesmo após a atuação da proteção que a isola do Sistema Elétrico Brasileiro defeituoso. Neste momento, com a perda do sistema de referência, o nível de curto-circuito nas barras da indústria cai consideravelmente, a até 40%, e o sistema de proteção ajustado para a condição conectada com o Sistema elétrico Brasileiro pode ficar vulnerável.

Este trabalho tem como objetivo analisar a influência da Geração Distribuída no funcionamento dos sistemas de proteção das subestações e linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional por meio da análise de dois casos:

1. Um Estudo sobre uma rede genérica para definir quais proteções devem ser utilizadas para aumentar a continuidade do sistema, ou parte dele, durante um defeito em qualquer ponto, após a conexão da Geração Distribuída;
2. Estudo de Caso mais específico sobre o comportamento das proteções do sistema elétrico da indústria siderúrgica em várias condições operacionais de geração.

Abstract

The change of philosophy of Brazilian power electric system has brought new challenges for the sector. The old power plants, in which there were almost only large power plants built far away from consumers, has been modernized and extended by many small generators scattered throughout the system and closer to consumers. These small generators installed in a decentralized manner, are called distributed generators, or Distributed Generation.

To ensure the continuous supply of energy, it is necessary to use an electrical protection system that eliminates a fault quickly and accurately, isolating the defect in the smallest possible area (concept of selectivity). It is known that for this it is necessary that the electrical system is studied in detail, considering generators, loads, transmission and distribution lines, so that the protections are parameterized correctly.

The Distributed Generation can significantly impact the power flow and voltage conditions on consumers and transmission and distribution systems. This requires a detailed system assessment in order to define the impact of Distributed Generation in this system, to ensure the correct parameterization and performance of the protection system.

The industry that has power generation, ie, generating very close to its consumers, has suffered constant tripping of its protection system due to defects in various parts of the Brazilian Electric System. The energy self-producer industry has the ability to continue at normal operation even after the tripping of protection that separates itself from the faulty Brazilian electrical system. Right now, when losing the reference system, the level of short circuit in the industry high voltage bars falls considerably, up to 40%, and protection system that is well adjusted to the condition connected with the Brazilian electrical system may be vulnerable.

This work aims to analyse the influence of Distributed Generation in the functioning of protection systems of substations and transmission lines of the National Interconnected System by analysis of two cases:

1. A Study on a generic network to determine which protection should be used to enhance the continuity of the system, or part thereof, for a fault at any point after the connection of Distributed Generation;
2. A specific Case Study regarding to the behavior of the industrial electric protection system in several operational conditions of generation.

Lista de Figuras

Figura 1 - Forma de onda típica de um curto-circuito.....	21
Figura 2 - Curva de Tempo Definido, ajustada em 500ms.....	26
Figura 3 - Curvas ANSI: Extr. Inversa, Muito Inversa, Normal. Inversa e Moderadamente Inversa.....	27
Figura 4 - Curvas IEC: Curva A (Normal Inv.), Curva B (Muito Inv.), Curva C (Extr. Inv.) e Curva <i>Short Inv</i>	28
Figura 5 - Curvas IAC: Extremamente Inversa, Muito Inversa, Normalmente Inversa e <i>Short Inverse</i>	29
Figura 6 - Direcionalidade da função 67.....	30
Figura 7 - Plano complexo com as tensões fase-terra (V_1, V_2, V_3) e construção das tensões fase-fase (U_{13}, U_{21}, U_{32}).....	31
Figura 8 - Exemplo de trip por falha na área de linha ou forward.....	31
Figura 9 - Fluxo de correntes no momento de um defeito no motor.....	32
Figura 10 - Limites típicos para sub e sobrefrequência de uma turbina a vapor.....	34
Figura 11 - Plano R-X do relé de distância e sua característica de operação.....	35
Figura 12 - Sistema elétrico com geração centralizada.....	37
Figura 13 - Sistema Elétrico com Geração Distribuída.....	38
Figura 14 - Modelo radial de um sistema elétrico de 138kV com GD.....	40
Figura 15 - Fluxo de potência em várias direções conforme a instalação da GD.....	41
Figura 16 - Perfil de tensão do sistema em função da distância da fonte com e sem GD.....	41
Figura 17 - Diagrama esquemático de um Gerador e a atuação de seus controladores.....	45
Figura 18 - GI excitado por banco de capacitores.....	47
Figura 19 - Circuito equivalente simplificado de um módulo solar.....	48
Figura 20 - Característica I-V do módulo PV.....	49
Figura 21 - Característica Potência x Tensão (P-V) do módulo PV.....	49
Figura 22 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações Gerais.....	53
Figura 23 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações do Módulo escolhido.....	53

Figura 24 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações de contribuição para o curto-circuito	53
Figura 25 - Gerador Solar+Conversor CC-CA+Transformador conectado à rede de Distribuição.....	54
Figura 26 - Esquema básico da rede simulada no PTW	55
Figura 27 - Divisão das regiões de proteção.....	60
Figura 28 - Esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV da ArcelorMittal Tubarão..	67
Figura 29 - Pontos (em vermelho) de simulação do curto-circuito	71

Lista de Tabelas

Tabela 1: Funções de Proteção (10)	24
Tabela 2: Constantes para curvas ANSI.....	27
Tabela 3: Constantes para curvas IEC.....	28
Tabela 4: Constantes para curvas IAC	29
Tabela 5: Características de operação da função direcional de sobrecorrente	31
Tabela 6: Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV, conforme Resolução ANEEL nº676 (15).....	33
Tabela 7: Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69kV, conforme Resolução ANEEL nº676 (15).....	33
Tabela 8: Proteção contra variações anormais de tensão, conforme IEEE 1547 (16).....	33
Tabela 9: Impedâncias dos Trechos.....	39
Tabela 10: Características da geração quanto à conversão e interconexão às microrredes (32, Modificado pelo autor)	50
Tabela 11: Fluxo de Potência e Tensão	56
Tabela 12: Correntes de Curto-Circuito Trifásico e Fase-Terra.....	56
Tabela 13: Contribuição do Gerador Solar para o Curto-Circuito Trifásico.....	57
Tabela 14: Contribuição da Concessionária para o Curto-Circuito com o Gerador Solar	57
Tabela 15: Contribuição da Concessionária para o Curto-Circuito sem o Gerador Solar.....	57
Tabela 16: Funções de proteção principais e de backup para cada zona de proteção	61
Tabela 17: Contribuição do Gerador Solar para o Curto-Circuito para subtensão de 88 % na barra BUS-10	62
Tabela 18: Verificação da impedância vista pelo relé da SE Distribuição 11,4 kV. Defeito na linha LT-156.	63
Tabela 19: Verificação da impedância vista pelo relé da SE Distribuição 11,4kV. Defeito na barra BUS-0200	64
Tabela 20: Verificação da impedância vista pelo relé do Disjuntor D3. Defeito na barra BUS-51.....	64

Tabela 21: Validação da proteção para um defeito na barra BUS-127, com o Gerador Solar ligado.....	65
Tabela 22: Validação da proteção para um defeito na barra BUS-127, sem o Gerador Solar.	65
Tabela 23: Validação da proteção para um defeito na barra SE Distr. 11,4kV, com o Gerador Solar ligado.	66
Tabela 24: Histórico de atuação da proteção de separação do sistema ArcelorMittal Tubarão	68
Tabela 25: Média do Número de Geradores em funcionamento por ano na ArcelorMittal Tubarão	69
Tabela 26: Validação do Modelo no PTW	69
Tabela 26: Cenários de Simulação	70
Tabela 27: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão	70
Tabela 28: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés. Curto a 16,5km da SE Pitanga.....	71
Tabela 29: Ajustes atuais da impedância dos relés de distância.....	72
Tabela 30: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 90% da LT 2.	72
Tabela 31: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 90% da LT 2	72
Tabela 32: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 90% da LT 1.	73
Tabela 33: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 90% da LT 1	73
Tabela 34: Ajustes recomendados para a Zona 1 da proteção de distância.....	74
Tabela 35: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 130%.....	74
Tabela 36: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 130%.....	75
Tabela 37: Ajustes recomendados para a Zona 2 da proteção de distância.....	75
Tabela 38: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto no limite da Zona 4.....	76
Tabela 39: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto no limite da Zona 4	76
Tabela 40: Ajustes recomendados para a Zona 4 da proteção de distância.....	76
Tabela 41: Publicações realizadas	79

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas.....	xii
Capítulo 1: Introdução.....	16
1.1 Objetivo do Trabalho.....	17
Capítulo 2: Revisão de Conceitos	20
2.1 Cálculo de Curto-Circuito	20
2.2 Relés de Proteção.....	22
2.2.1 Proteção contra Sobrecorrente.....	25
2.2.2 Proteção contra Sobrecorrente Direcional.....	29
2.2.3 Proteção contra Subtensão.....	32
2.2.4 Proteção contra Subfrequência	33
2.2.5 Proteção de Distância	35
2.3 Geração Distribuída	36
2.4 Impactos da Geração Distribuída no Sistema Elétrico	39
2.4.1 Geradores Síncronos.....	39
2.4.2 Geradores de Indução	45
2.4.3 Células Fotovoltaicas.....	47
2.5 Resumo dos Tipos de Geração	50
Capítulo 3: Influência da Geração Distribuída na Proteção do Sistema Elétrico	51
3.1 Introdução.....	51
3.2 Simulações.....	52
3.3 Filosofia de Proteção	58
3.4 Análise da Proteção Proposta	65
Capítulo 4: Estudo de caso na indústria	67
4.1 Caso Real.....	69
4.2 Simulações.....	70

Capítulo 5: Análises e Conclusões	78
5.1 Propostas de Continuidade	78
5.2 Produção Científica	79
Referências Bibliográficas	80
Anexo A - IEEE Std C37.2-2008 - Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations	83
Anexo B – Módulo Fotovoltaico Mitsubishi PV-UD185MF5	85
Anexo C – Resumo das simulações de curto-circuito no PTW	87

Capítulo 1: Introdução

Segundo a ANEEL, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

A geração de energia elétrica em determinada região, ou Geração Distribuída (GD), é um tipo de geração que se faz diferente da realizada pela geração centralizada, por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo, desse modo, para aumentar a distribuição geográfica da geração. Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a GD gera energia a partir de fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Na indústria analisada, a GD é realizada em regime de cogeração, que é a geração simultânea e em sequência de duas ou mais modalidades de energia (elétrica e térmica), a partir de uma mesma fonte de combustível (gases provenientes dos processos de produção). Todo sistema de cogeração é geração distribuída, mas nem toda GD é um sistema de cogeração.

O transporte a longas distâncias por intermédio do Sistema Interligado Nacional (SIN) é evitado na geração distribuída, então, a princípio, a qualidade do fornecimento de energia elétrica é superior ao da geração convencional. A geração próxima às cargas torna o sistema mais estável, confiável e eficiente pois reduz perdas. A GD é capaz de aliviar a sobrecarga e o congestionamento do sistema de transmissão e de manter a tensão em níveis adequados, especialmente quando posicionada ao longo de redes de grande extensão, proporcionando maior confiabilidade ao sistema ao reduzir as quedas de tensão e os blecautes (1).

O potencial da geração distribuída, pelo menos segundo os conceitos estabelecidos pela legislação nacional, ainda é pouco explorado, o que pode contribuir para a diversificação da matriz energética e do setor elétrico brasileiro. Outros benefícios podem ser contabilizados à GD: dispersão dos impactos ambientais e redução daqueles provenientes do estabelecimento de reservatórios e da construção de extensas linhas de transmissão; geração de empregos e desenvolvimento econômico; diversificação de investimentos privados pela ampliação do

número de agentes geradores distribuídos regionalmente; e eficiência no uso das fontes energéticas (1).

Devido ao crescimento do uso de fontes alternativas de energia, à evolução tecnológica, às pressões ambientais e à reestruturação do setor elétrico, tem surgido um grande interesse na integração de unidades de geração distribuída (2). Espera-se que em breve a Geração Distribuída terá papel de destaque na matriz energética do país. Isto vai exigir um melhor e maior entendimento do comportamento do sistema elétrico, com utilização de novas ferramentas de análise de fluxo de potência, qualidade de energia e comportamento dinâmico, contribuindo para o desenvolvimento de novas soluções para manter a estabilidade e eficiência do sistema elétrico.

É notório que o aumento da quantidade de geradores conectados melhora a qualidade da energia, mantendo os níveis de tensão em valores recomendados pelas normas, suprimindo o sistema com a quantidade necessária de potência ativa e reativa. No entanto, sabe-se que quanto mais geradores conectados, maior é o nível de curto circuito do sistema elétrico, fato que pode afetar consideravelmente os ajustes de proteção das linhas de transmissão.

O sistema elétrico brasileiro apresenta mais de 2.300 falhas por ano, resultando em mais de 6 falhas por dia, e parte desses problemas atingem diretamente o consumidor com cortes no fornecimento. Segundo relatório do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) apresentado ao Ministério de Minas e Energia (MME), a quantidade de ocorrências identificadas nos últimos cinco anos varia de 2.258 a 2.670 casos por ano (dados de 2013) (3).

Estas ocorrências causam transtornos para consumidores e autoprodutores de energia próximos aos locais das falhas. Estas falhas também podem causar transtornos ainda maiores caso as proteções do sistema elétrico não estejam corretamente parametrizadas, fazendo com que os efeitos da falha ou do corte de energia se prolonguem para uma área maior do que a necessária para se eliminar o defeito com segurança.

1.1 Objetivo do Trabalho

Esta dissertação de Mestrado irá identificar possíveis influências da Geração Distribuída no funcionamento dos sistemas de proteção das subestações e linhas de transmissão do SIN. Serão estudados os seguintes tipos de Geração Distribuída:

- i. Geradores Síncronos (Termoelétricas, Hidrelétricas)
- ii. Células fotovoltaicas

Será analisado um Estudo de Caso mais específico no que se refere ao comportamento das proteções do sistema elétrico da indústria em várias condições operacionais de geração.

Ao final, será desenvolvido um estudo para apresentar uma melhoria na filosofia de proteção que considere a característica da Geração Distribuída, na qual muitos pequenos produtores de energia pulverizados pelo Sistema Elétrico podem se conectar e fornecer energia alterando o fluxo de potência de todo o sistema.

Objetivos Específicos:

Serão estudadas a contribuição para o fluxo de potência, regulação de tensão e corrente de curto-circuito a partir da conexão ou desligamento dos vários componentes da Geração Distribuída. Serão analisados os impactos destas contribuições nos equipamentos de distribuição e transmissão de energia elétrica e subestações e o comportamento das proteções do sistema elétrico no contexto de conexão da GD no sistema de transmissão e distribuição atualmente existente. Por fim, será definido o que precisará ser feito para garantir a correta atuação das proteções dos sistemas de distribuição e transmissão em função das várias condições de operação do sistema elétrico (com e sem a GD).

Ao final, com os resultados do Estudo Teórico e Estudo de Caso, deverá ser possível definir se haverá necessidade de diferentes ajustes para cada condição de operação, com a GD e sem a GD, e definir uma nova filosofia de proteção para desconexão ou desligamento da GD durante defeitos no Sistema Elétrico.

O software PowerTools for Windows (PTW) será utilizado para simulação dos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade dinâmica do sistema, de forma a validar todos os cálculos dos sistemas elétricos em questão.

Organização deste Texto

O trabalho foi dividido em 5 capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais temas que são abordados por cada um deles.

O Capítulo 1 apresenta a motivação e objetivos da dissertação.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão dos conceitos sobre Curto-circuitos, Relés de Proteção e Geração Distribuída. Também apresenta uma análise teórica do impacto e contribuição da GD para defeitos no sistema elétrico.

Capítulo 1: Introdução

O Capítulo 3 apresenta o estudo do comportamento da proteção no sistema de transmissão e distribuição modelado considerando a GD. Neste capítulo será definida uma filosofia de proteção que se adapte ao comportamento da GD.

O Capítulo 4 apresenta um Estudo de caso em uma indústria que possui geração própria e se enquadra no conceito de GD. Serão determinadas as contribuições para defeitos em várias condições de operação do sistema elétrico da indústria para análise das proteções em cada um destas condições. Será elaborada uma proposta, de acordo com a filosofia definida no Capítulo 3, para adequação do sistema de proteção em função das várias condições operacionais.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

Capítulo 2: Revisão de Conceitos

2.1 Cálculo de Curto-Circuito

Curto-Circuito é a passagem de corrente elétrica acima do normal em um circuito elétrico proveniente da rápida redução da impedância do mesmo. A análise de curto-circuito é mais uma disciplina que compõe o estudo do Sistema Elétrico de Potência, e é bastante utilizada na indústria. O cálculo de curto-circuito é utilizado para dimensionar os dispositivos de proteção no que refere a sua sensibilidade à elevação da corrente e à velocidade de atuação do dispositivo para o seccionamento do circuito (4).

A simulação numérica de curto-circuitos em determinados pontos da rede tem enorme importância no planejamento, projeto e estudo das instalações e redes elétricas, ao permitir antever as conseqüências dos defeitos simulados. Este conhecimento possibilita a tomada de medidas necessárias para minimizar essas conseqüências, com a mínima perturbação possível no sistema. Isto inclui não só projetar corretamente dispositivos de proteção e seccionamento dos circuitos nos quais ocorrem a falta, mas também garantir que todos os componentes do sistema percorridos pelas correntes de falta possam suportar os seus efeitos enquanto a falta existir (5).

Em um circuito $R+jX$ simples, uma corrente de curto-circuito consiste de uma componente em corrente alternada e uma componente em corrente contínua ambos decrescentes no tempo. A soma destes componentes formam a corrente total de curto-circuito. Quando o curto-circuito é medido em um local próximo a um gerador, a alteração da reatância no tempo provoca a queda da componente de corrente alternada. Quando o curto-circuito é medido em um local distante do gerador, a componente em corrente alternada é constante. A componente em corrente contínua aparece devido ao fato que a corrente não se altera instantaneamente em uma indutância (6).

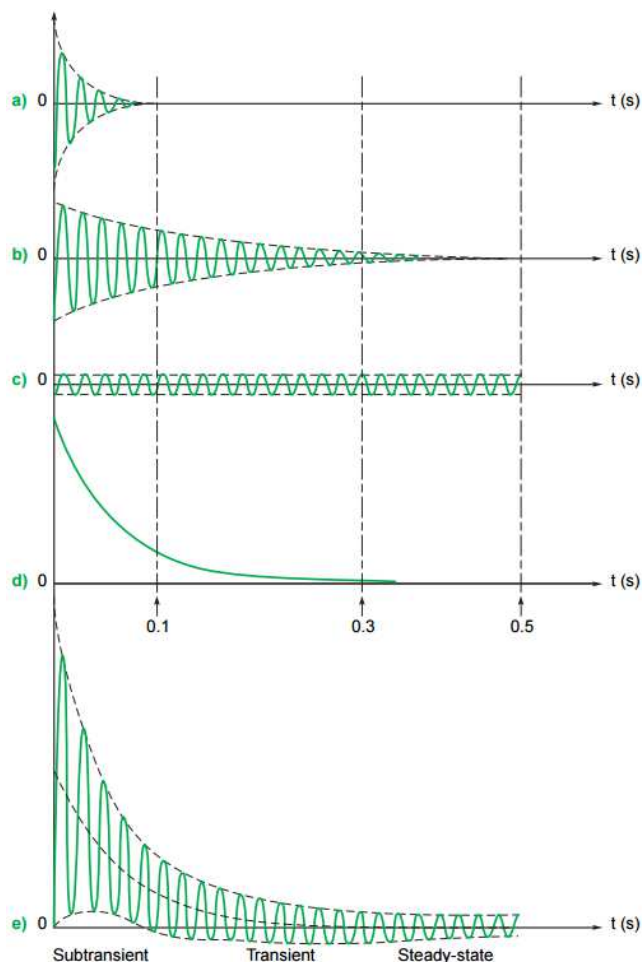
Uma vez que o valor instantâneo em corrente alternada raramente é zero, um valor transitório em corrente contínua é gerado com amplitude oposta ao valor em corrente alternada no início do período do curto-circuito (6).

A Figura 1 apresenta todos os componentes da corrente de curto-circuito (7):

- a) Componente subtransitória

- b) Componente transitória
- c) Componente de regime permanente
- d) Componente em corrente contínua
- e) Corrente de curto-circuito completa

Figura 1 - Forma de onda típica de um curto-circuito



Fonte: DE METZ-NOBLAT B. et al., 2005.

Existem diversos métodos para o cálculo do curto-circuito em um sistema elétrico. Dentre os eles podemos citar:

- Método segundo a norma IEC 60909
- Método segundo a norma ANSI
- Método Compreensivo ou por impedância
- Método kVA

Os métodos de cálculo citados são semelhantes e existem diversos estudos fazendo análises comparativas entre os métodos. Este estudo irá utilizar o Método Compreensivo, pois calcula todas as impedâncias do circuito pelo método de Thevenin, e no software PTW é o único método que é capaz de fornecer a tensão no momento do curto-circuito em todos os

pontos do sistema elétrico. O cálculo da corrente de curto-circuito utiliza a tensão de circuito aberto entre fases da barra de referência ou do transformador, que é de 3 a 5 % acima da tensão nominal. Requer também o cálculo da impedância equivalente do sistema em curto-circuito, ou seja, a soma de todas as impedâncias por onde a corrente de curto-circuito vai passar (impedâncias das fontes e dos cabos). Geralmente considera-se que as correntes de curto-circuito trifásicas são as maiores correntes do circuito (7).

De forma geral, as correntes de curto-circuito são calculadas para os seguintes objetivos: (5)

- Determinar o poder de seccionamento de disjuntores e fusíveis: com a previsão da corrente máxima de curto-circuito no ponto da rede onde estão instalados, tem-se o limite inferior do poder de corte destes dispositivos;
- Prever os esforços térmicos e eletrodinâmicos provocados pela passagem da corrente de falta: todos os elementos da rede (barramentos, dispositivos de seccionamento, transformadores de corrente e transformadores de tensão) terão que suportar os efeitos destrutivos da passagem da corrente de curto-circuito;
- Ajustar as proteções nos relés de proteção: a especificação das correntes e tempos de disparo das proteções baseia-se nos valores previstos da corrente de curto-circuito.

2.2 Relés de Proteção

Sistemas Elétricos devem ser projetados de modo a permitir que um relé de proteção leia os valores de tensão e corrente, e isole defeitos rapidamente para limitar a extensão e duração de interrupções no fornecimento de energia. Relés de Proteção são classificados pela variável que monitoram ou pela função que executam. Por exemplo, um relé de sobrecorrente monitora a corrente e opera quando a corrente excede um valor predeterminado. A aplicação de Relés de Proteção é frequentemente chamada de arte em vez de ciência porque envolve o julgamento de escolhas. A escolha de um Relé de Proteção requer o compromisso entre objetivos conflitantes, enquanto deve-se manter a capacidade de operação normal para diversas condições de operação do sistema. Estes compromissos incluem (8):

- Máxima proteção
- Mínimo custo de equipamento

- Proteção confiável
- Rápida operação
- Projetos simples
- Alta sensibilidade a defeitos
- Insensibilidade a correntes em situação normal de carga
- Seletividade em isolar a menor porção possível do sistema

Relés de proteção, ou simplesmente Relés, são dispositivos inteligentes que recebem entradas, comparam-nas com valores pré-estabelecidos, e fornecem saídas. Entradas podem ser correntes, tensões, impedâncias ou temperaturas. Saídas podem incluir indicações visuais, via protocolos de comunicação, alarmes e comandos para ligar ou desligar o circuito elétrico. Podem ser eletromecânicos ou microprocessados. Relés eletromecânicos são uma tecnologia obsoleta que consiste de partes mecânicas que requerem calibração de rotina para manter-se dentro dos valores de tolerância. Relés microprocessados usam tecnologia digital para fornecer saídas rápidas, confiáveis, precisas e com repetibilidade (9).

Um Relé precisa de informações do sistema para tomar uma decisão. Estas entradas podem ser coletadas diretamente pelo relé ou pode ser necessário converter os parâmetros para um formato que o relé possa processar. Alguns dispositivos que podem converter parâmetros são os Transformadores de Corrente, Transformadores de Potencial, termorresistência (RTD – Resistance Temperature Detector) ou outros dispositivos. Com estas entradas conectadas ao relé, é possível processá-las de acordo com as configurações definidas previamente. Assim o relé é capaz de tomar uma decisão e entregar as saídas correspondentes definidas nas suas configurações ou parametrizações (9).

Os Relés de Proteção modernos são capazes de realizar diversos tipos de proteções em um único dispositivo. As proteções podem incluir sobrecorrente, subtensão, diferencial, desbalanço de corrente, entre outras. Os diversos tipos de proteção frequentemente são chamados de funções de proteção de um relé, e foram batizadas com números e sufixos em letras quando apropriado. Estes números são utilizados em diagramas, livros, especificações, etc. As funções de proteção mais comuns estão listadas na Tabela 1 (8).

A tabela completa é apresentada no Anexo A e pode ser encontrada no documento IEEE Std C37.2-1996 (10).

Tabela 1: Funções de Proteção (10)

Número da função de proteção	Nome da função de proteção
21	Distância
24	Voltz/hertz (sobreexcitação)
25	Check de Sincronismo
27	Subtensão
32	Potência Reversa
40	Perda de excitação (perda de campo)
46	Desbalanço de corrente (sequência negativa)
49	Sobrecarga térmica
50	Sobrecorrente instantânea
51	Sobrecorrente temporizada
59	Sobretensão
67	Sobrecorrente Direcional
81	Sub/Sobrefrequência
86	Bloqueio
87	Diferencial

O projeto de um sistema de proteção deve possuir as seguintes características (11):

- a) Isolar rapidamente a parte afetada do sistema e, dessa maneira, manter o fornecimento normal de energia para a maior parte do sistema elétrico.
- b) Minimizar a magnitude da corrente de curto-circuito e, dessa maneira, minimizar o potencial do dano ao sistema, seus componentes e cargas.
- c) Fornecer circuitos alternativos, transferências automáticas, ou dispositivos de religamento automático onde aplicável, de modo a minimizar a duração do tempo sem fornecimento de energia.

Quando o projeto do sistema elétrico possui diversos Relés de Proteção, ou quando é instalado um Relé em um sistema elétrico existente, é preciso que as parametrizações dos Relés sejam definidas de modo que um defeito em qualquer lugar sensibilize a menor quantidade de relés, e sensibilize apenas os dispositivos mais próximos do defeito. Ou seja, os Relés devem estar coordenados entre si (11).

Uma falta num ponto qualquer do sistema elétrico deve ser rapidamente eliminada e não pode interromper o fornecimento de energia elétrica em outros pontos da instalação. Sendo assim, é necessário isolar rapidamente a parte defeituosa, sem afetar a continuidade do fornecimento de energia elétrica dos outros pontos do sistema. Este é o conceito clássico de seletividade, que é dividido em três procedimentos:

- **Seletividade Amperimétrica:** É baseada no fato de que a corrente de curto-circuito é mais elevada à medida que o defeito se aproxima da fonte. Quando a impedância do sistema de interesse é elevada, os níveis de curto-circuito diminuem significativamente quanto mais o ponto de defeito se afasta da fonte. Como exemplo pode-se citar a proteção do primário de um transformador.
- **Seletividade Cronométrica:** É baseada na diferença de tempo ajustada para os relés de sobrecorrente. Ou seja, o relé mais próximo da fonte terá uma atuação mais demorada para um defeito que o relé mais próximo do defeito, que deverá atuar o mais rápido possível.
- **Seletividade Lógica:** Aplicada apenas pelos relés digitais e microprocessados devido à necessidade de processamento das informações de corrente e entradas e saídas digitais, pois cada proteção deve receber um sinal digital da proteção à jusante e enviar um sinal digital para a proteção à montante. Todas as proteções são ajustadas para o menor tempo possível de atuação. A primeira proteção a montante do defeito deve enviar um sinal lógico para bloquear as proteções acima antes de comandar a abertura do disjuntor.

2.2.1 Proteção contra Sobrecorrente

Relés de sobrecorrente atuam para uma corrente maior que a de seu ajuste. A esta corrente de ajuste é comumente denominada de *Pick-up*, que significa: a menor corrente que é possível fazer o relé operar. Outro termo muito utilizado é *Drop-out*, que se refere à desoperação do relé, ou é a maior corrente que produz a desativação do relé. Em outras palavras, se (12):

- $I < I_{drop-out}$, o relé em hipótese alguma irá operar;
- $I > I_{pick-up}$, o relé inicia a contagem do tempo para operar;

Um correto ajuste da corrente de operação do relé de sobrecorrente dá-se quando

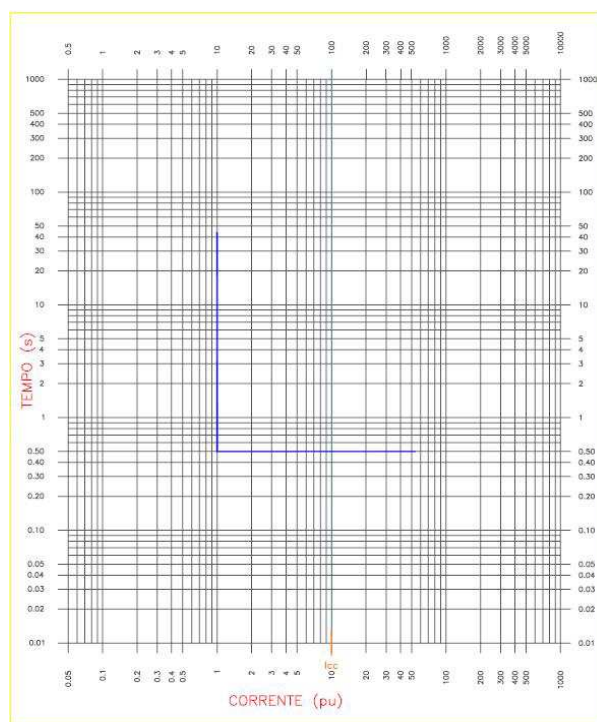
$$(K_1)I_{no\ min\ da\ carga} \leq I_{ajuste} \leq \frac{I_{curtonolocalprotegido}}{K_2}$$

Onde K_1 e K_2 são constantes com valores entre 1,2 e 1,5. Deve-se deixar uma folga para a corrente nominal da carga para que possíveis flutuações na carga não provoquem a

operação indevida do relé de sobrecorrente. Deve-se também garantir que o relé opere para todo e qualquer valor de curto-circuito do local a ser protegido, por isto o ajuste deve ser por volta de 30% menor que o curto-circuito calculado no local (12). Para relés microprocessados temos: $I_{ajuste} = I_{pick-up} = I_{drop-out}$.

A função de sobrecorrente instantânea (função de proteção 50) atua assim que a corrente de *pick-up* é ultrapassada e o tempo definido na parametrização é excedido, conforme pode-se observar na Figura 2. Ou seja, para uma corrente abaixo da corrente de *pick-up* do relé, esta função não atua; para qualquer corrente acima da corrente de *pick-up* do relé, esta função atua no tempo definido na parametrização. Esta atuação é chamada de *trip*.

Figura 2 - Curva de Tempo Definido, ajustada em 500ms



Fonte: Elaborada pelo autor

Para a parametrização da função de sobrecorrente temporizada (função de proteção 51) não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a sua curva de atuação (curva de tempo inverso) que melhor se adapta ao circuito. Esta curva é escolhida dependendo das características e condições de coordenação dos relés presentes na proteção. A coordenação depende de uma cadeia de tempos diferentes para a mesma corrente de curto-circuito, garantindo uma sequência de seletividade na abertura dos disjuntores, sempre objetivando eliminar o defeito (12). A Figura 3 apresenta as curvas conforme Norma ANSI para ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada.

Pode-se ter uma curva de atuação variando de $M=(0,1$ a $10)$ conforme a equação 1 (13).

Curva ANSI, conforme norma ANSI C37.90:

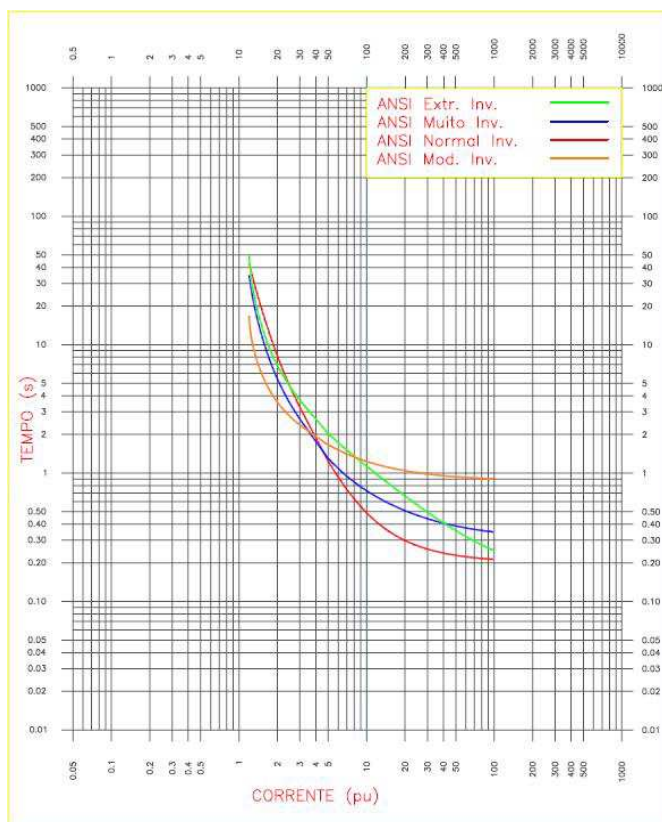
$$T_{trip} = M \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pu}}\right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pu}}\right) - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pu}}\right) - C\right)^3} \right) \quad (1)$$

Onde T_{trip} = tempo para o trip; M = valor do multiplicador (definido na parametrização); A, B, C, D e E são definidos conforme a Tabela 2 (13). Os tipos de curva devem ser escolhidos conforme o sistema a ser protegido.

Tabela 2: Constantes para curvas ANSI

Tipo de curva ANSI	A	B	C	D	E
Extremamente Inversa	0,0399	0,2294	0,5000	3,0094	0,7222
Muito Inversa	0,0615	0,7989	0,3400	-0,2840	4,0505
Normalmente Inversa	0,0274	2,2614	0,3000	-4,1899	9,1271
Moderadamente Inversa	0,1735	0,6791	0,8000	-0,0800	0,1271

Figura 3 - Curvas ANSI: Extr. Inversa, Muito Inversa, Normal. Inversa e Moderadamente Inversa



Fonte: Elaborada pelo autor

Curva IEC, conforme norma IEC 255-4 (13):

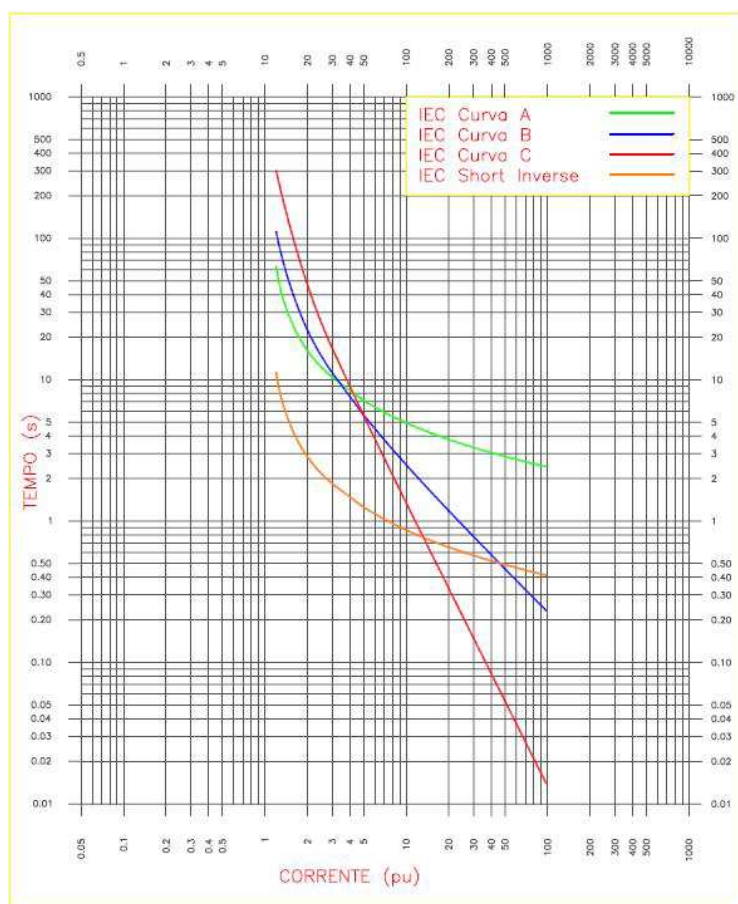
$$T_{trip} = M \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pu}} \right)^E - 1} \right) \quad (2)$$

Onde T_{trip} = tempo para o trip; M = valor do multiplicador (definido na parametrização); K e E são definidos conforme a Tabela 3 (13). A Figura 4 apresenta as curvas conforme Norma IEC para ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada.

Tabela 3: Constantes para curvas IEC

Tipo de curva IEC	K	E
IEC curva A (Normalmente Inversa)	0,140	0,020
IEC curva B (Muito Inversa)	13,500	1,000
IEC curva C (Extremamente Inversa)	80,000	2,000
IEC Short Inverse	0,050	0,040

Figura 4 - Curvas IEC: Curva A (Normal Inv.), Curva B (Muito Inv.), Curva C (Extr. Inv.) e Curva *Short Inv*



Fonte: Elaborada pelo autor

Curva IAC:

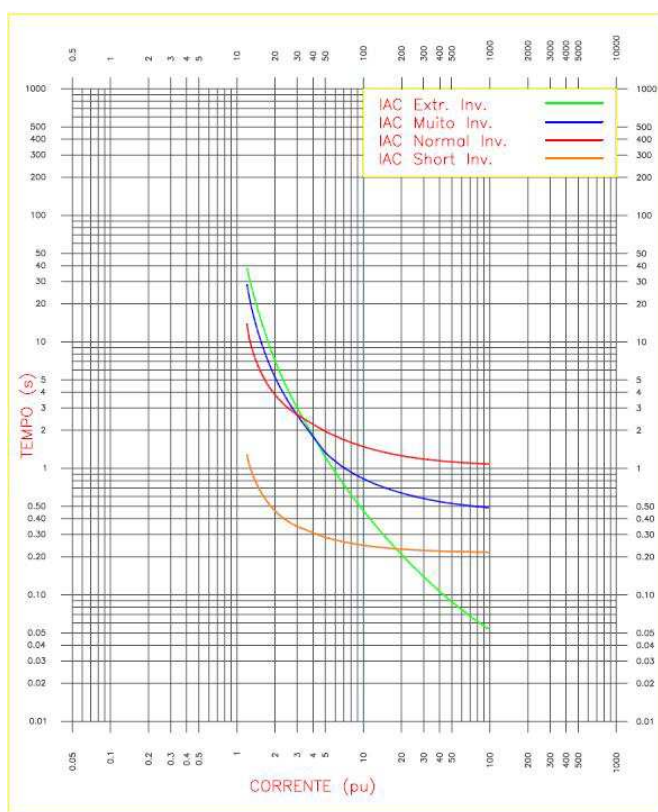
$$T_{trip} = M \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pu}} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pu}} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pu}} \right) - C \right)^3} \right) \quad (3)$$

Onde T_{trip} = tempo para o trip; M = valor do multiplicador (definido na parametrização); A, B, C, D e E são definidos conforme a Tabela 4 (13). A Figura 5 apresenta as curvas conforme Norma IAC para ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada.

Tabela 4: Constantes para curvas IAC

Tipo de curva IAC	A	B	C	D	E
IAC Extremamente Inversa	0,0040	0,6379	0,6200	1,7872	0,2461
IAC Muito Inversa	0,0900	0,7955	0,1000	-1,2885	7,9586
IAC Inversa	0,2078	0,8630	0,8000	-0,4180	0,1947
IAC Short Inverse	0,0428	0,0609	0,6200	-0,0010	0,0221

Figura 5 - Curvas IAC: Extremamente Inversa, Muito Inversa, Normalmente Inversa e Short Inverse



Fonte: Elaborada pelo autor

2.2.2 Proteção contra Sobrecorrente Direcional

Um relé de sobrecorrente direcional (função de proteção 67) é um dispositivo que atua quando a corrente é maior que o seu ajuste, e tem um sentido pré-estabelecido de acordo com sua referência de polarização (12). É normalmente utilizado quando é essencial discriminar

faltas em diferentes direções, como uma contribuição de um motor para um curto-circuito que ocorreu em um motor vizinho. Este relé requer duas grandezas para permitir sua atuação correta: uma grandeza de polarização, geralmente a tensão; e uma grandeza de operação, neste caso a corrente.

A direcionalidade é dada pela comparação fasorial das posições relativas da corrente de operação e tensão de polarização. Esta defasagem é que produz o sentido da direção do fluxo de energia da corrente de operação ou do curto-circuito (16). Dependendo do fabricante do relé a direção de atuação da função 67 pode ser definida como *forward* (direção da carga) ou *reverse* (direção da fonte), ou *linha* (direção da carga) ou *barra* (direção da fonte).

Figura 6 - Direcionalidade da função 67



Fonte: Elaborada pelo autor

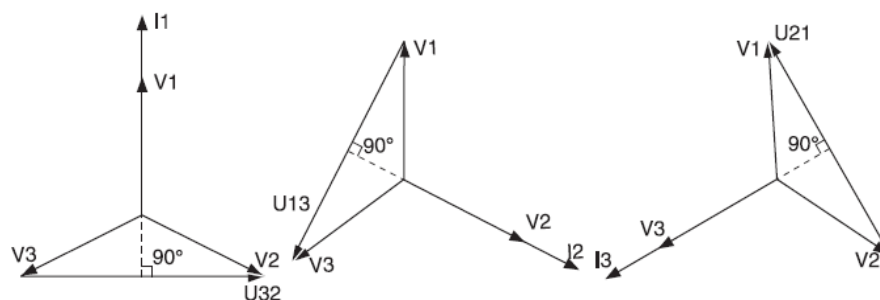
Alguns termos necessários para o entendimento desta função são descritos a seguir (13):

- **Corrente de Operação:** Grandeza na qual a direcionalidade é testada;
- **Tensão de Polarização:** Tensão que permanecerá razoavelmente constante antes e durante uma falta, usada como referência para a corrente de operação;
- **Linha Torque Zero:** O limite entre as regiões de operação e bloqueio no plano complexo. Em um relé direcional eletromecânico, uma corrente de operação próxima a esta linha gera torque mínimo em seu circuito mecânico;
- **Linha Torque Máximo:** A linha perpendicular, passando pela origem do plano complexo, à linha de torque zero. Em um relé direcional eletromecânico, uma corrente de operação próxima a esta linha gera torque máximo em seu circuito mecânico;
- **Ângulo de Máximo Torque:** O ângulo no qual a linha de máximo torque é rotacionada da tensão de polarização (ângulo θ da Figura 8).

O princípio de funcionamento desta função pode ter pequenas variações para cada fabricante de relés, mas basicamente é descrito pelas Figuras 7 e 8. A grandeza de polarização é a tensão fase-fase em quadratura com a corrente para $\cos\theta = 1$ (ângulo de conexão 90°). O

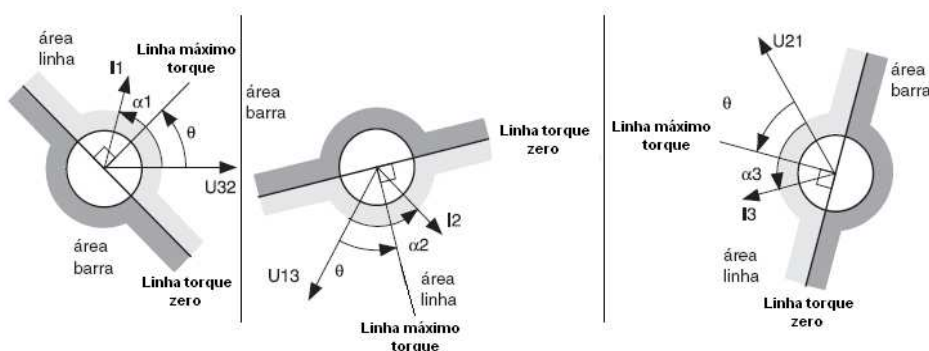
ângulo característico θ é o ângulo da perpendicular à reta entre estas 2 áreas e a grandeza de polarização e determina a Linha de Máximo Torque em relação à tensão de polarização. O plano perpendicular à Linha de Máximo Torque define as áreas em direção à barra ou à linha.

Figura 7 - Plano complexo com as tensões fase-terra (V_1, V_2, V_3) e construção das tensões fase-fase (U_{13}, U_{21}, U_{32}).



Fonte: Schneider-Electric, 2009

Figura 8 - Exemplo de trip por falha na área de linha ou forward.



Fonte: Schneider-Electric, 2009

A tensão de polarização deverá ficar razoavelmente constante antes e durante a falta, e os relés normalmente utilizam a polarização em quadratura ou 90° . Sendo assim, os relés utilizam as relações entre corrente de operação e tensão de polarização conforme a Tabela 5 (13):

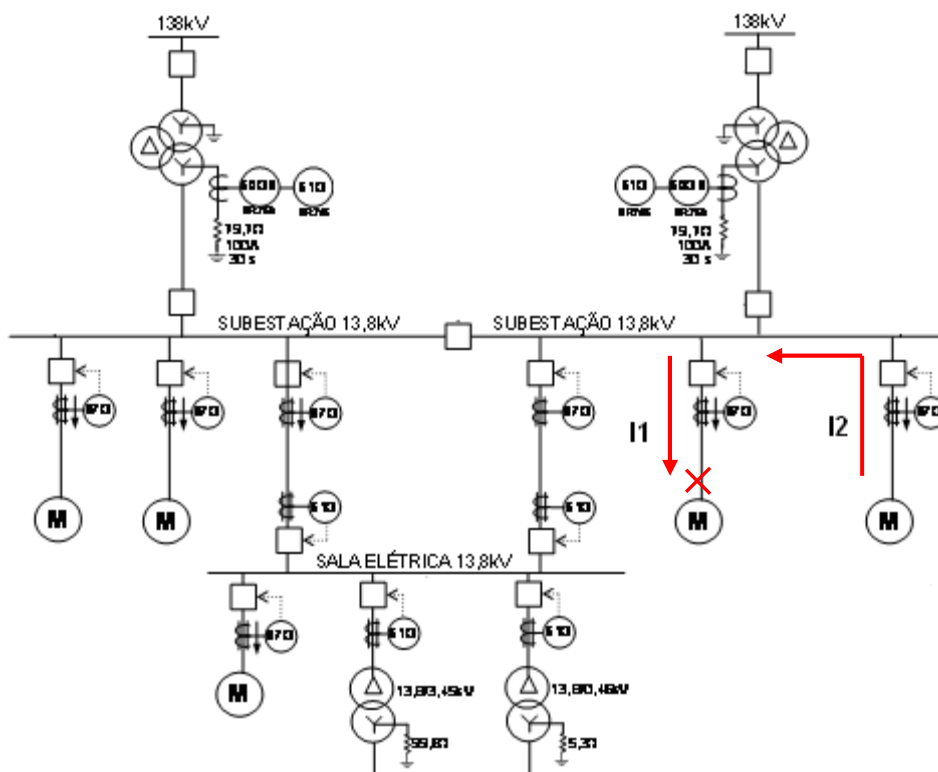
Tabela 5: Características de operação da função direcional de sobrecorrente

Corrente de Operação	Tensão de Polarização	
	Sequência ABC	Sequência ACB
I_1	V_{23}	V_{32}
I_2	V_{31}	V_{13}
I_3	V_{12}	V_{21}

A atuação desta função se dá quando pelo menos uma corrente de falta (de valor maior que o *pick-up* parametrizado) cai na região de operação parametrizada (forward ou reverse).

Seja o sistema elétrico conforme o diagrama unifilar da Figura 9, onde I_1 e I_2 são correntes de falta de valor acima do *pick-up* parametrizado na função 67:

Figura 9 - Fluxo de correntes no momento de um defeito no motor.



Fonte: Elaborada pelo autor

O relé que enxerga a corrente I_1 , parametrizado com a direção para linha (ou forward) irá atuar eliminando o defeito conforme ajustes. Já o relé que enxerga a corrente I_2 de contribuição do motor vizinho, desde que parametrizado também com a direção para linha não irá atuar para o mesmo defeito. Isto ilustra a garantia da seletividade da proteção neste sistema.

A proteção de sobrecorrente fase-terra também pode ser direcional (função de proteção 67N), com atuação análoga à proteção de sobrecorrente direcional de fase (função 67). Neste caso, a tensão de polarização é a tensão de sequência zero do sistema, calculada das entradas de tensão dos TP's, que deve ser conectados em estrela no relé.

2.2.3 Proteção contra Subtensão

A proteção contra subtensão (função de proteção 27) atua quando a tensão do sistema cai a um nível abaixo do valor parametrizado no relé (*pick-up*). Este ajuste deve levar em consideração a Resolução ANEEL nº 676, a qual define níveis mínimos de tensão de linha

fornecida sem que haja danos aos equipamentos ligados à rede, conforme mostrado nas Tabelas 6 e 7 (15):

Tabela 6: Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV, conforme Resolução ANEEL nº676 (15)

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,03TC$
Precária	$0,90TC \leq TL \leq 0,93TC$ ou $1,03TC \leq TL \leq 1,05TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Tabela 7: Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69kV, conforme Resolução ANEEL nº676 (15)

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL \leq 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

A parametrização da proteção de subtensão também deve levar em conta a recomendação da norma IEEE 1547 que define o tempo máximo de desconexão do sistema de geradores distribuídos no sistema de distribuição conforme mostra a Tabela 8 (16):

Tabela 8: Proteção contra variações anormais de tensão, conforme IEEE 1547 (16)

Tensão (pu)	Tempo de Desconexão (s)
< 0,50	0,16
0,50-0,88	2,00
1,10-1,20	1,00
$\geq 1,20$	0,16

A curva de atuação do relé de subtensão é análoga à curva de tempo definido do relé de sobrecorrente. A partir do momento em que a tensão do sistema diminui a um valor menor que o *pick-up* da subtensão parametrizada, inicia-se a contagem do tempo até que exceda o tempo definido para o trip na parametrização. Neste momento, o relé de subtensão atua desconectando sua parte do sistema protegida do sistema em subtensão. Um ajuste típico deste relé é $V_{pickup} = 85\% \times V_{nominal}$ e $T_{trip} = 2$ segundos.

2.2.4 Proteção contra Subfrequência

A proteção de subfrequência (função de proteção 81) é geralmente utilizada para proteger os geradores e turbinas do sistema. Uma subfrequência pode provocar sobreexcitação

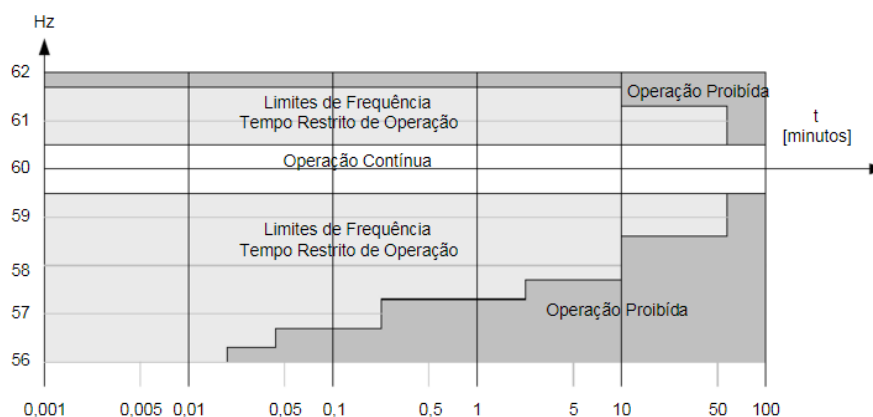
quando a relação Volts/Hertz exceder 1,05pu nos terminais do gerador, com aquecimento do rotor e estator de um gerador. Podem também haver outras conseqüências para o sistema, causadas por uma subfrequência, portanto, a utilização desta proteção deve atender a dois grandes objetivos (17):

1. Proteger equipamentos contra danos que possam resultar de uma operação em uma frequência anormal;
2. Prevenir desligamentos em cascata que podem levar a um blecaute da planta se condições limites não forem respeitadas durante a operação em uma frequência anormal;

A capacidade de geração de um gerador diminui durante uma operação sob subfrequência. Geradores construídos baseados na norma IEC 60034-3 devem entregar potência nominal contínua com fator de potência nominal na faixa de $\pm 5\%$ da tensão nominal e $\pm 2\%$ da frequência nominal. A IEC recomenda a limitação da amplitude, duração e quantidade de ocorrências de operação fora desta faixa. Esta recomendação pretende limitar o impacto térmico de possíveis condições de sobrecarga. Quando requerida, esta proteção deve estar coordenada com a proteção de frequência da turbina (18).

A Figura 10 mostra os limites de tempo cumulativo para operação da turbina fora da frequência nominal, em toda a sua vida útil. Assim, a figura representa o tempo mínimo estimado para ruptura de algum componente estrutural da palheta. O desvio na frequência de 5% ou mais, resulta em um tempo ao dano muito curto, não sendo prático operar mais do que poucos segundos nesta faixa. É importante notar que o efeito de operação fora da frequência nominal é cumulativo. Por exemplo, dois minutos de operação em 58Hz, representará dois minutos a menos no tempo de tolerância acumulada para esta frequência (12).

Figura 10 - Limites típicos para sub e sobrefrequência de uma turbina a vapor.



Fonte: MAEZONO, P. K. 2004.

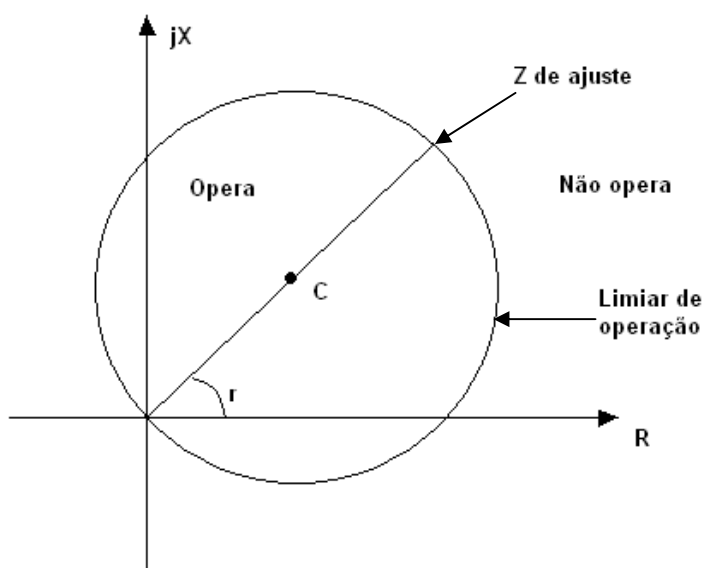
Alguns relés microprocessados permitem utilizar timers acumuladores na função de subfrequência. Assim, para valores de frequência dentro de uma faixa pré-estabelecida, por exemplo entre 59,5Hz e 58,5Hz, o relé passa a acumular o tempo no qual o sistema operou nesta faixa. Para uma frequência abaixo de 57,5Hz o relé deve atuar instantaneamente. Para relés que não possuem timers acumuladores, é recomendado o ajuste em 59Hz instantâneo para minimizar acúmulo de operação da turbina fora da faixa de operação contínua.

2.2.5 Proteção de Distância

O relé de distância faz comparação de fase ou amplitude de sinais derivados da medição de tensão e corrente para criar características de operação (18). Este relé recebeu este nome genérico devido à sua filosofia de funcionamento se basear na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Como esses parâmetros são proporcionais à distância, daí a origem do nome do relé. Na verdade o relé calcula o parâmetro da linha de transmissão ou distribuição, ou do sistema e não a distância propriamente dita (11).

Este relé utiliza o plano de impedância complexa, ou R-X, para analisar a operação do elemento de distância. A característica de operação é plotada no plano R-X conforme mostra a Figura 11. O relé de distância opera quando a impedância medida entra na região determinada pela característica de operação (18) (dentro do círculo da Figura 11).

Figura 11 - Plano R-X do relé de distância e sua característica de operação



Fonte: Elaborada pelo autor

Em operação normal do sistema elétrico, a impedância medida é o resultado do fluxo de potência que passa pelo relé. Tipicamente, a característica da carga é predominantemente resistiva. Quando um defeito ocorre na linha protegida, a impedância medida rapidamente se altera diminuindo sua parte resistiva. E a impedância do defeito é proporcional à distância elétrica do relé até o local do defeito (18).

2.3 Geração Distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. Podem ser considerados como Geração Distribuída (20):

- Co-geradores (indústrias em geral);
- Geradores que usam resíduos combustíveis de processo como fonte de energia;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Geradores eólicos locais;
- Painéis foto-voltáicos;
- Energia geotérmica;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

O conceito envolve ainda equipamentos de medição, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual gerenciamento de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia. A GD tem vantagem sobre a geração centralizada, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica.

No Brasil, a geração distribuída foi definida de forma oficial através do Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 (5), da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

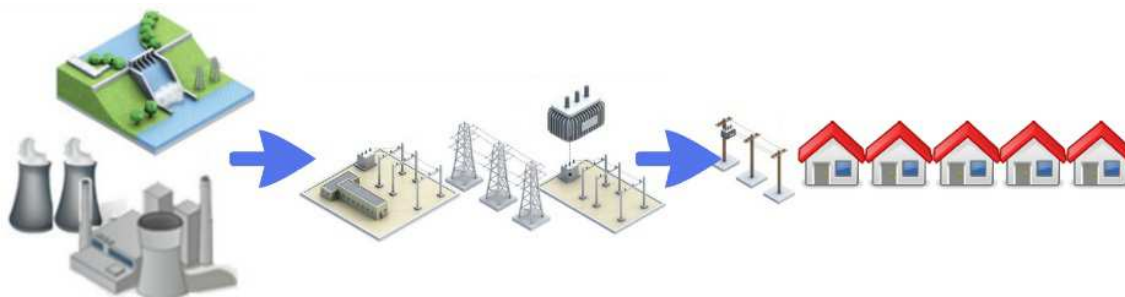
- I. hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II. termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

O meio mais comum de geração de eletricidade na maioria dos países ao redor do mundo é através de geração centralizada. Seja uma planta a carvão de 1000 MW, um parque eólico, uma grande barragem ou um reator nuclear, o modelo é o mesmo (22). A Figura 12 ilustra um sistema elétrico com geração centralizada.

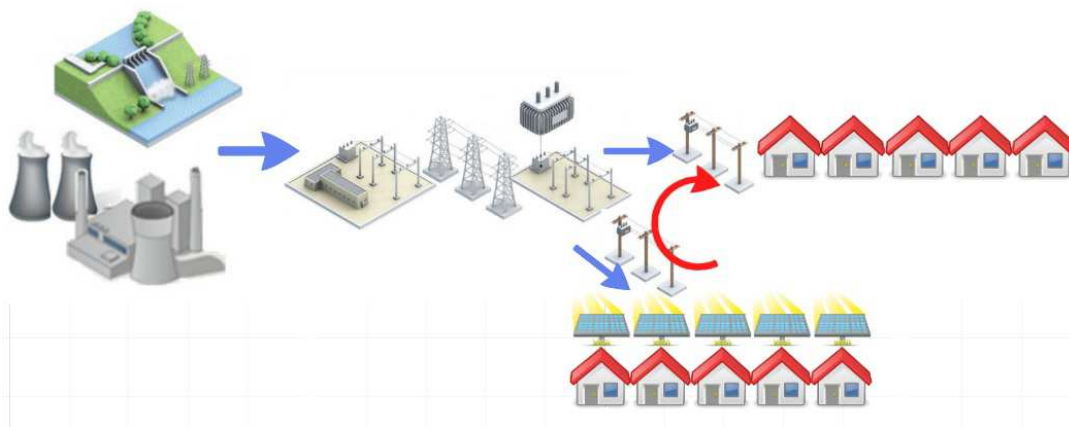
Figura 12 - Sistema elétrico com geração centralizada.



Fonte: Elaborada pelo autor

Neste modelo, a usina geralmente está localizada a alguma distância dos consumidores. A eletricidade é gerada em grande escala e, em seguida, é transmitida em alta tensão através de linhas de transmissão, muitas vezes por grandes distâncias. A tensão deve então ser transformada a um nível de distribuição, e transmitida aos clientes finais. Entre 5 e 10% de perdas na rede são comuns, como resultado de energia transmitida por grandes distâncias. Isto significa que os geradores centrais devem gerar um valor entre 5 e 10% mais energia do que o necessário. De fato, um adicional de 5 a 10% da capacidade de geração é necessário para atender a demanda, porém isso significa um maior investimento para a geração, que poderia ser evitado se fosse empregada a Geração Distribuída (22). A Figura 13 ilustra um sistema elétrico com geração distribuída.

Figura 13 - Sistema Elétrico com Geração Distribuída.



Fonte: Elaborada pelo autor

Sendo fontes geradoras de energia de menor porte, uma GD pode ser instalada mais próxima dos consumidores, alterando o fluxo de potência dos sistemas de transmissão e distribuição. Quanto mais GDs são instaladas, menor é a necessidade de gerar energia nas grandes usinas, e menor é a quantidade de energia elétrica transportada por parte do Sistema de Transmissão. Além disso, o Sistema de Distribuição passa a transportar energia de forma bi-direcional. Esta configuração de GD e cargas próximas pode ser chamada de Microgrid ou Microrrede. Uma Microrrede pode fornecer energia com qualidade e de maneira confiável aos consumidores. Pode operar conectada ao Sistema elétrico ou em ilha (desconectada do Sistema Elétrico). No entanto, para a implantação da GD e também da Microrrede alguns problemas surgem e devem ser levados em conta. Estes problemas estão relacionados a aspectos de proteção, controle de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com a automatização da distribuição (23).

Enquanto o número e o montante de geração forem pequenos em relação à carga local, estes problemas podem ser administrados sem grandes preocupações. À medida que o grau de difusão da GD aumenta (2), surgem alguns questionamentos a respeito da capacidade de controle e de estabilidade destes geradores (tensão e frequência), tais como se os sistemas de proteção estão ajustados para esta nova configuração do sistema de geração, se há capacidade de geração de potência reativa suficiente para os consumidores, qual é a capacidade de reserva inercial da GD para um caso de ilhamento do sistema. Dessa forma, na próxima seção, serão apresentados alguns dos problemas oriundos da utilização da GD no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

2.4 Impactos da Geração Distribuída no Sistema Elétrico

Serão apresentadas as características gerais dos sistemas de geração baseados em máquinas síncronas e de indução bem como os sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, as características de curto-circuito, regulação de tensão, fluxo de potência, ilhamento e sincronismo de cada tipo de gerador serão analisadas para fornecer informações mais detalhadas para as simulações que serão apresentadas nos Capítulos 3 e 4.

2.4.1 Geradores Síncronos

2.4.1.1 Curto-Circuito

A inclusão e difusão da GD nos sistemas de distribuição das cidades vêm aumentando consideravelmente em todo o mundo. No entanto, o sistema de proteção instalado foi desenvolvido e configurado para proteger contra defeitos baseado num fluxo de potência unidirecional, onde grandes centros geradores ficavam afastados dos grandes centros consumidores de energia. A GD criou uma situação na qual as correntes de defeito fluirão em direções que não eram esperadas quando o sistema de proteção foi configurado. Estas correntes de falta adicionais, fruto da contribuição da GD durante uma falta, pode causar descoordenações do sistema de proteção, podendo ocasionar operações indevidas dos dispositivos de proteção.

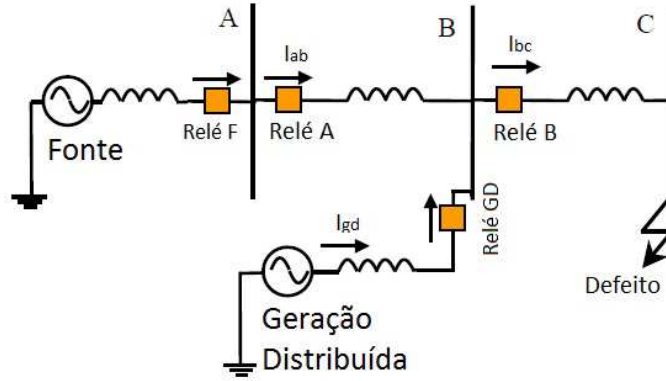
Dependendo da localização, capacidade e arranjo da rede na qual foi instalada, a GD pode causar graves descoordenações no sistema de proteção devido à mudança do fluxo de potência do sistema. Devido ao aumento da corrente de curto-circuito pode causar ainda severos danos nos equipamentos de distribuição, ou até mesmo saturação dos Transformadores de Corrente (TCs). A Figura 14 apresenta um sistema de transmissão de 138 kV contampalando uma geração centralizada, um sistema de transmissão/distribuição e uma GD.

Para realizar uma análise quantitativa, para o modelo da Figura 14, foram definidos valores padrões de impedância de cada trecho e das fontes conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Impedâncias dos Trechos

Trecho	Impedância (Ω)
Fonte (Z_{fonte})	2,152+j9,47
Linha AB (Z_{AB})	4,347+j4,42
Linha BC (Z_{BC})	4,347+j4,42
Geração Distribuída (Z_{GD})	1,591+j37,305

Figura 14 - Modelo radial de um sistema elétrico de 138kV com GD



Fonte: Elaborada pelo autor

Considerando que a corrente de curto-circuito para uma falta trifásica balanceada é (24):

$$I_{falta} = \frac{V_{Th}}{\sqrt{3}(Z_{total})} \quad (1)$$

Antes da conexão da GD neste sistema, a corrente de curto para um defeito na barra C, assumindo uma tensão pré-falta de 1,05 pu, é:

$$I_{falta1} = \frac{138000 \times 1,05}{\sqrt{3}(Z_{fonte} + Z_{ab} + Z_{bc})} = 3931 \angle -59,4^\circ \text{ A} \quad (2)$$

Deste modo, o relé A pode ser ajustado para exercer a proteção de backup do relé da barra B para atuar para correntes acima de 3931 A.

Para o segundo caso, adicionando a GD na barra B do sistema, a corrente de curto total para um defeito na barra C será:

$$I_{falta2} = \frac{138000 \times 1,05}{\sqrt{3}(Z_{paralelo} + Z_{bc})} = 4969 \angle -62,2^\circ \text{ A} \quad (3)$$

Onde

$$Z_{paralelo} = (Z_{fonte} + Z_{ab}) // Z_{GD} = 3,51 + j10,47 \Omega \quad (4)$$

Neste segundo caso, as correntes de contribuição da fonte e da GD são, respectivamente:

$$I_{fonte} = 3578 \angle -55,6^\circ \text{ A}$$

$$I_{GD} = 1469 \angle -78,3^\circ \text{ A}$$

Como já era de se esperar, ao conectar a GD no sistema, a corrente de curto total aumenta, porém a corrente de contribuição da fonte diminui (de 3931 A para 3578 A). Esta

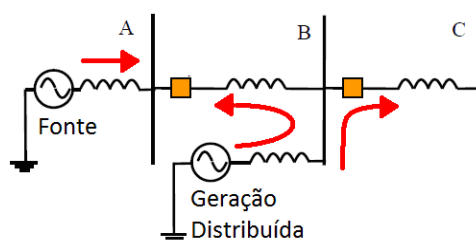
diminuição de corrente pode fazer com que o relé da barra A não atue no tempo correto para este tipo de defeito, caso a função de proteção de sobrecorrente esteja ajustada para correntes acima de 3800 A, por exemplo.

2.4.1.2 Regulação de Tensão e Fluxo de Potência

O perfil da tensão em um sistema convencional de distribuição é estável. Porém, quando outros geradores se conectam neste sistema, o fluxo de potência e a tensão são afetados. Para exportar potência, um gerador deve operar em uma tensão maior do que a tensão de outros nós do sistema onde a potência é fornecida (8).

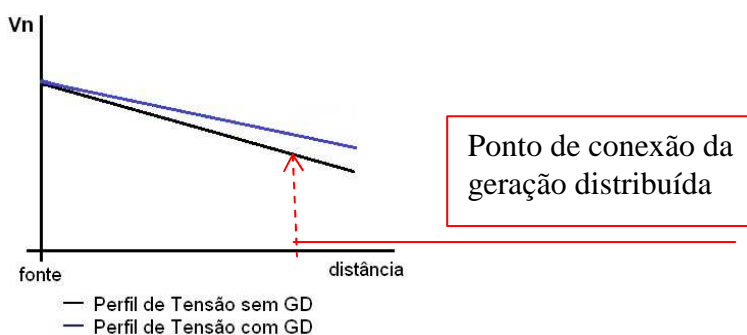
Quando uma GD é conectada ao sistema de distribuição, conforme ilustrado na Figura 15, o fluxo de potência resultante do sistema pode ter diversas direções, dependendo da distribuição das cargas neste sistema. Conforme Figura 16, o perfil de tensão aumenta ao longo de todo o sistema com a entrada da GD.

Figura 15 - Fluxo de potência em várias direções conforme a instalação da GD.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 16 - Perfil de tensão do sistema em função da distância da fonte com e sem GD.



Fonte: Elaborada pelo autor

Quanto mais a GD penetrar no sistema de distribuição, mais a tensão vai aumentar, e o fluxo de potência não terá mais somente a direção fonte-cargas. Portanto, um projeto de conexão de GD ao sistema de distribuição ou transmissão deve verificar se este sistema é

capaz de suportar um possível fluxo de potência fluindo na direção da fonte, conforme a nova geração é instalada.

A quantidade de geração que pode ser conectada no sistema de distribuição depende dos seguintes fatores (25):

- Tensão da fonte do sistema;
- Tensão nas cargas do sistema;
- Impedância das linhas de transmissão e distribuição;
- Demanda de carga do sistema;
- Outras gerações no sistema.

A equação do sistema de distribuição pode ser dada por (25):

$$\hat{V}_F = \hat{V}_C + \hat{I}(R + jX) \quad (5)$$

Onde V_F é a tensão na fonte, V_C é a tensão nas cargas, I é a corrente do sistema e $(R+jX)$ é a impedância equivalente das linhas de distribuição. A potência fornecida pelo sistema pode ser dada por (25):

$$P + jQ = \hat{V}_F \hat{I}^* \quad (6)$$

Portanto, a corrente do sistema é dada por:

$$\hat{I} = \frac{P - jQ}{\hat{V}_F} \quad (7)$$

A queda de tensão deste sistema, dada por $\Delta V = V_F - V_C$, pode ser escrita como:

$$\Delta \hat{V} = \hat{V}_F - \hat{V}_C = \frac{P - jQ}{\hat{V}_F} (R + jX) \quad (8)$$

$$\Delta \hat{V} = \frac{PR + jPX - jQR + QX}{\hat{V}_F}, \text{ reescrevendo:}$$

$$\Delta \hat{V} = \frac{PR + QX}{\hat{V}_F} + j \frac{PX - QR}{\hat{V}_F} \quad (9)$$

Considerando que o ângulo entre V_F e V_C é muito pequeno, a parte imaginária da equação acima pode ser desconsiderada. Considerando V_F como a barra de referência, seu ângulo é zero, e conforme notação em P.U., $V_F = 1$ pu. Portanto, tem-se (25):

$$\Delta V = V_F - V_C \cong PR + QX \quad (10)$$

Portanto, a tensão no sistema de distribuição é diretamente proporcional à quantidade de potência gerada neste sistema. Ou seja, com a entrada de mais GD, maior será a tensão no sistema, podendo causar um aumento excessivo da tensão. Conforme o aumento da tensão no sistema devido à entrada de mais GD, pode começar a ocorrer atuações da proteção de sobretensão desligando linhas e geradores. Para evitar o problema de aumento da tensão a valores operacionais não recomendados, podem-se adotar as seguintes ações (25):

- a) Redução da resistência do sistema de distribuição ou transmissão;
- b) Compensação de potência reativa;
- c) Corte de Geração.

a) Redução da resistência do sistema de distribuição ou transmissão

Considerando a potência constante no sistema, pode-se verificar pela equação 10 que o aumento da diferença de tensão entre a fonte e as cargas ΔV é diretamente proporcional à resistência da linha. Portanto, se a resistência da linha diminui, a diferença da tensão da fonte e da carga também diminui. No entanto, esta redução da resistência só é possível com a troca do condutor da linha por um condutor de bitola maior, inviabilizando esta solução em um sistema já instalado e em funcionamento. Para novos projetos, podem-se utilizar condutores de menor resistência já prevendo a entrada de mais GD (25).

b) Compensação de potência reativa

Outra análise da equação 10 pode ser realizada, na impossibilidade de se modificar a impedância do sistema. A potência reativa do sistema é diretamente proporcional à diferença da tensão. A redução no envio de potência reativa diminui a diferença de tensão entre a fonte e a carga, também contribuindo para a redução das perdas do sistema. No entanto, deve-se continuar fornecendo a potência reativa solicitada pelas cargas, que neste caso deverá ser fornecida por bancos de capacitores instalados próximos as cargas ou pela GD (25).

c) Corte de Geração

Esta alternativa é possível quando há geração excedente no sistema, tornando possível o desligamento de algumas unidades. O efeito do corte de geração possível de ser desligada no sistema é dado por

$$P_{G_{\max}} \approx P_{G_{\text{corte}}} + \frac{V_F - V_C}{R} \quad (11)$$

podendo ser reescrita como

$$\Delta V \approx RP_{G_{\max}} - RP_{G_{\text{corte}}} \quad (12)$$

Pela equação 12 pode-se perceber que um excedente de geração pode acarretar em um aumento da tensão, que pode ser diminuída pelo corte de geração, desde que a geração a ser cortada não interfira na frequência do sistema (25).

2.4.1.3 Ilhamento e Sincronismo

Para que haja um ilhamento de um Gerador Síncrono Distribuído ou de um conjunto de Geradores Síncronos Distribuídos é necessário que esta microrrede seja capaz de manter a tensão e a frequência em níveis relativamente próximos aos valores nominais. Para que isto seja alcançado, é preciso que a potência das cargas conectadas a esta microrrede não ultrapasse a capacidade real de geração. De fato, para que os geradores da microrrede mantenham a frequência bem próxima do seu valor nominal (60Hz), é preciso que estes mantenham sua geração estável, no mesmo nível de quando a microrrede estava conectada ao Sistema Interligado Nacional (a carga da microrrede também deverá ficar estável). Mesmo que haja a possibilidade de controle de frequência de um ou mais geradores da microrrede, a afirmação anterior ainda continua valendo, para evitar sobrecargas nos geradores devido à acomodação da potência gerada em cada gerador em função da frequência.

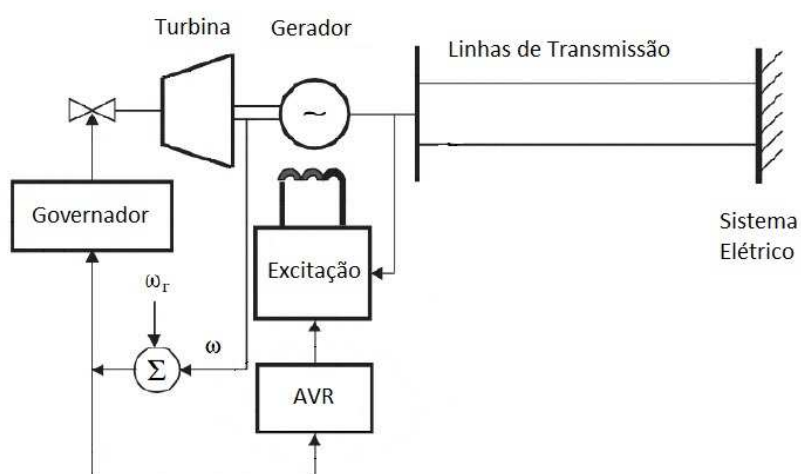
A conexão de Geradores Síncronos em paralelo ao sistema elétrico deve cumprir requisitos de sincronismo. Os valores de tensão, frequência e ângulo de fase devem estar dentro de limites adequados, com diferenças mínimas (idealmente nulas) entre as grandezas geradas e as grandezas do sistema a ser conectado (26).

Para realizar o sincronismo, a magnitude da tensão nos terminais do gerador deve ser próxima ou idêntica à tensão do sistema para evitar o surgimento de corrente circulante entre a conexão estabelecida (barramento). As frequências também devem estar próximas entre si para evitar o aparecimento de tensões distorcidas no barramento e consequentes picos de tensão. Por fim, o ângulo de fase deve ser o mais próximo possível a fim de eliminar correntes circulantes devido à diferença fasorial resultante entre as tensões. Esta corrente pode danificar as máquinas síncronas, podendo causar queima dos enrolamentos e redução da vida útil.

O controle da magnitude das tensões nos terminais do gerador é feito através de regulador de tensão (RT), também conhecido como Regulador Automático de Tensão

(Automatic Voltage Regulator - AVR). Conforme Figura 17, o controlador deve atuar no sistema de excitação da máquina para aumentar ou diminuir o nível da tensão fornecida. A frequência gerada é controlada através do regulador de velocidade (RV), conhecido também como Governador, que irá aumentar ou diminuir a velocidade das turbinas ou da força motriz. A atuação do RV também garante alteração na defasagem angular entre as tensões geradas e do sistema (26).

Figura 17 - Diagrama esquemático de um Gerador e a atuação de seus controladores.



Fonte: Elaborada pelo autor

2.4.2 Geradores de Indução

2.4.2.1 Curto Circuito

Durante um curto circuito, um gerador de indução (GI) contribui para o defeito da mesma forma que um motor de indução. Inicialmente a corrente é bastante elevada, porém decai rapidamente, pois a máquina não tem capacidade de fornecer corrente de curto circuito de forma sustentada. Esta contribuição para o curto do gerador de indução dura até 5 ciclos, durante a fase subtransitória do curto circuito.

Neste caso, relés de proteção de sobrecorrente podem ter problemas em detectar a falta, a menos que sejam ajustados para atuarem em tempo bastante reduzido, ou instantaneamente. Deste modo, podem-se utilizar relés de sub/sobre tensão para eliminação da falta.

2.4.2.2 Regulação de Tensão e Fluxo de Potência

Conforme apresentado anteriormente para os Geradores Síncronos, a instalação de geradores próximos às cargas pode permitir um aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico. Porém, a regulação da tensão depende da potência reativa fornecida pelo gerador.

No caso de Gerador de Indução (GI), embora inicialmente o perfil de tensão seja melhorado, a margem de estabilidade de tensão do sistema é reduzida. Isto ocorre pois a cada redução da tensão terminal, o escorregamento do gerador aumenta. No limite, o gerador de indução torna-se instável. Neste instante, o sistema de proteção de sobrevelocidade do gerador atuaria, desconectando-o (27).

Normalmente são utilizados capacitores em paralelo com o GI para melhorar o fator de potência do gerador. Os capacitores e o enrolamento do estator formam um circuito ressonante no qual a potência reativa circula somente entre os capacitores e o GI. Desta forma, o GI absorve menos potência reativa da rede, diminuindo as perdas do sistema.

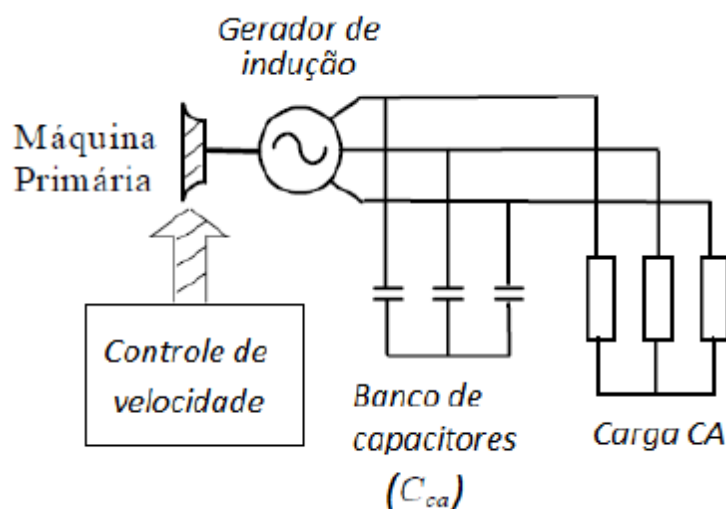
2.4.2.3 Ilhamento e Sincronismo

Em operação conectada ao SIN um GI absorve potência reativa do sistema, o que garante a sua magnetização. Em operação ilhada, o GI precisa de uma fonte de potência reativa para se manter magnetizado, o que pode ser obtido pela conexão de um banco de capacitores. Este processo de autoexcitação só é necessário quando o GI trabalha em ilha.

A Figura 18 representa um sistema no qual o gerador de indução, excitado por um banco trifásico de capacitores, opera isolado da rede elétrica. Nestas circunstâncias, a potência ativa da carga influencia consideravelmente a amplitude e a frequência da tensão terminal do gerador, mesmo que a velocidade do rotor seja mantida constante pela ação do regulador de velocidade (28).

Desconsiderando-se por simplicidade as perdas mecânicas, elétricas e magnéticas, a potência elétrica convertida pelo GI é dada pelo produto entre a velocidade angular do rotor e o conjugado no eixo do gerador. Desta forma, supondo-se que a velocidade do rotor é invariável, o aumento na potência ativa da carga deve produzir a queda da frequência síncrona, uma vez que esta é a única maneira de elevar o conjugado a fim de atender a nova demanda de potência da carga (28).

Figura 18 - GI excitado por banco de capacitores



Fonte: HOMRICH, 2013.

A regulação de tensão do GI é afetada principalmente pela influência da frequência síncrona na característica de magnetização do gerador e pela dependência desta frequência com a potência ativa da carga. E mais, a elevação da potência reativa da carga, bem como a queda de velocidade do rotor com o aumento do conjugado podem ser fatores adicionais na deterioração da regulação de tensão do gerador. Outro fator relevante é a desmagnetização. Caso a demanda por potência ativa aumente sem controle adequado, a corrente de magnetização pode assumir valores pequenos o suficiente para que o campo que mantém o vínculo entre rotor e estator deixe de existir, fazendo com que a tensão induzida se torne zero (28).

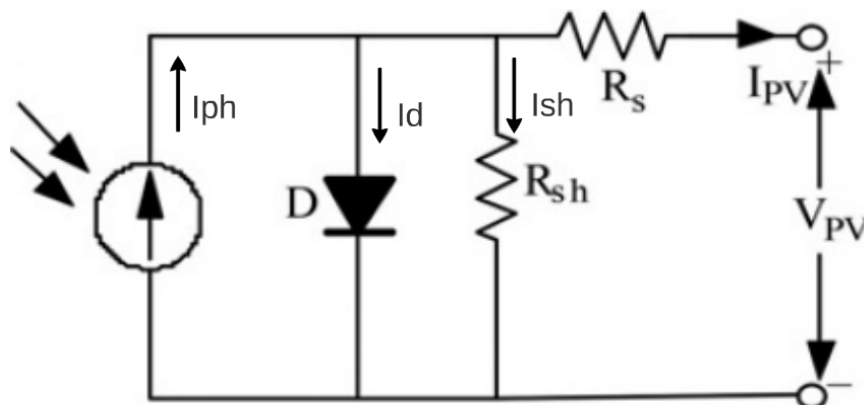
De modo diferente do gerador síncrono, o gerador de indução não precisa estar sincronizado em tensão, frequência e fase com a rede para ser conectado. Para a conexão ao SIN, o GI deve apenas ter sua velocidade aumentada até a velocidade síncrona para, no momento da conexão, não haver movimento relativo entre o campo e o rotor.

2.4.3 Células Fotovoltaicas

2.4.3.1 Curto Circuito

Para se definir a capacidade de curto circuito de uma célula solar é preciso determinar a sua característica $I \times V$, que pode ser obtida a partir de seu modelo simplificado, conforme a Figura 19.

Figura 19 - Circuito equivalente simplificado de um módulo solar.



Fonte: Elaborada pelo autor

O modelo matemático ideal de um módulo solar é descrito pela equação 13 (30).

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + IR_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + IR_s}{R_{sh}} \quad (13)$$

Onde (30):

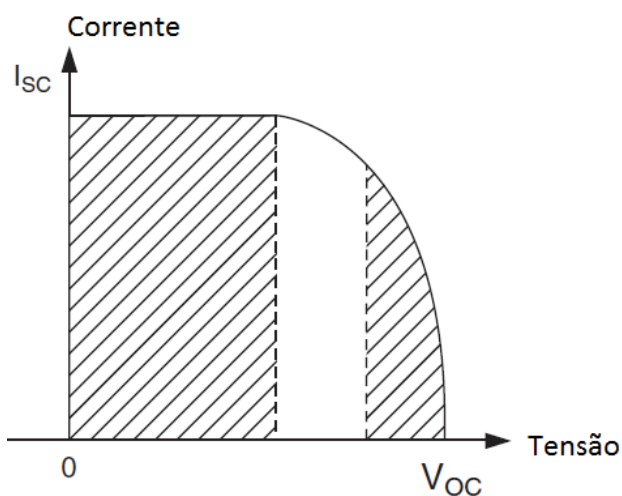
- I_{pv} é a corrente de saída do módulo solar [A];
- I_{ph} é a corrente gerada pela luz [A];
- I_0 é a corrente de saturação do diodo [A];
- V_t é a tensão térmica do diodo;
- R_s é a resistência em série;
- R_{sh} é a resistência em paralelo;
- V_{pv} é a tensão na carga [V];

Se há um curto circuito nos terminais da célula solar, a tensão V_{pv} é zero e a corrente I_d se torna nula. Sendo assim, a corrente de curto circuito é no máximo igual à corrente I_{pv} que é a corrente máxima fornecida pela célula. Neste caso, um sistema de proteção baseado apenas em sobrecorrente não será suficiente para proteger as células solares de um eventual curto circuito. É necessário que seja combinado com um relé de subtensão para que o curto seja detectado.

2.4.3.2 Regulação de Tensão e Fluxo de Potência

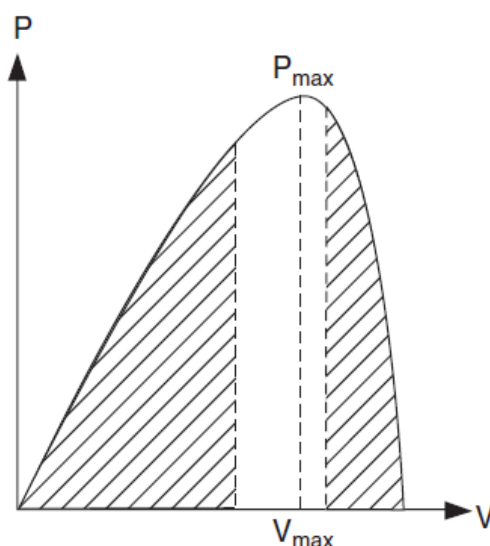
A característica elétrica de uma célula fotovoltaica é representada por sua curva I-V da Figura 20. Na região hachurada esquerda, a célula fotovoltaica funciona como uma fonte de corrente constante, gerando uma tensão de acordo com a resistência da carga. Na região hachurada direita, a corrente cai rapidamente com um pequeno acréscimo da tensão. Nesta região a célula trabalha similar a uma fonte de tensão constante com uma resistência interna. Entre estas duas regiões há um ponto de inflexão que representa o ponto de potência máxima fornecida pela célula (31), conforme mostrado na Figura 21.

Figura 20 - Característica I-V do módulo PV



Fonte: PATEL, M. R. 2006.

Figura 21 - Característica Potência x Tensão (P-V) do módulo PV



Fonte: PATEL, M. R. 2006.

A potência de saída da célula é o produto da tensão pela corrente gerada pela célula. Ela produz potência máxima na tensão correspondente ao ponto de inflexão da curva I-V. Deste modo, o módulo PV é sempre projetado para operar próximo ao ponto de inflexão e, para análise do sistema elétrico, é modelado com bastante similaridade como uma fonte de corrente constante.

2.5 Resumo dos Tipos de Geração

A Tabela 10 fornece informações importantes para iniciar um projeto de um Sistema de Proteção em um Sistema Elétrico que contenha estas gerações. A partir de agora, é necessário quantificar as influências dos geradores que serão conectados no Sistema Elétrico em questão para ajustar corretamente a proteção.

Tabela 10: Características da geração quanto à conversão e interconexão às microrredes (32, Modificado pelo autor)

Geração		Operação em ilha	Sincronismo	Contribuição para defeitos	Injeção de reativos
Turbinas Hidráulicas/ a Vapor	Gerador Síncrono	Sim. Excitatriz permite operar de forma ilhada	Consegue realizar sincronismo	Altos Picos de corrente, conforme parâmetros do gerador	Sim. Ajuste de Excitação regula a potência reativa
Turbinas Eólicas	Gerador de Indução	Não. Mas pode se autoexcitar acidentalmente se isolado com um capacitor	Não realiza sincronismo	Altos Picos de corrente, conforme parâmetros do gerador	Sem controle de reativo
Célula Fotovoltaica / a Combustível	Inversores DC / AC	Inversor com fonte de tensão autocomutada. Pode funcionar ilhado	Pode realizar sincronismo	Corrente limitada à nominal da célula	Pode variar a saída de potência reativa. Porém devem funcionar com fator de potência unitário

Capítulo 3: Influência da Geração Distribuída na Proteção do Sistema Elétrico

3.1 Introdução

Este capítulo vai apresentar a influência de uma GD conectada a um Sistema Elétrico existente com a proteção concebida para um fluxo de potência radial e unidirecional. Esta topologia unidirecional leva a se definir uma filosofia de proteção voltada para esta organização do sistema elétrico, levando-se em consideração as seguintes premissas:

1. O Fluxo de Potência flui apenas em uma direção, mesmo durante uma falta;
2. A tensão em uma Linha de Distribuição ou Transmissão decai conforme se afasta da geração;
3. A energia elétrica é despachada e controlada por centros de operação com requisitos pré-definidos;

A implantação de geradores distribuídos na rede de distribuição pode impactar significativamente o fluxo de potência e as condições de tensão nos consumidores e geradores. Para que o Sistema Elétrico opere de maneira apropriada, a proteção deve ser bem projetada, e deve ter uma filosofia coerente. Um sistema de proteção adequado deve levar em consideração os seguintes princípios:

1. Confiabilidade: É a probabilidade de o sistema de proteção operar corretamente;
2. Velocidade: É a rapidez com que o sistema de proteção opera para eliminar uma falta e diminuir a extensão do dano;
3. Seletividade: É a capacidade de manter a continuidade do fornecimento de energia por meio do desligamento selecionado da menor parte do sistema para isolar a falta;
4. Sensibilidade: É a capacidade de resposta da proteção aos defeitos no sistema elétrico, para os quais foi projetada;
5. Custo: É a máxima proteção pelo menor custo possível.

3.2 Simulações

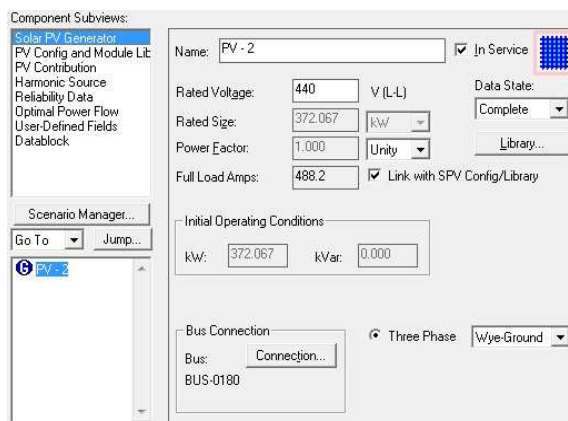
O software utilizado para realizar as simulações é o PTW, que realiza estudos aplicados a Engenharia Elétrica. Possui diversos módulos, dentre os quais pode-se citar:

- DAPPER: Possui uma base de dados composta de ferramentas para elaboração de unifilares e inserção de dados de equipamentos, realiza análise de demanda, dimensionamento de transformadores e alimentadores, análise de fluxo de potência e queda de tensão, análise de curto-circuito trifásico, bifásico, monofásico e bifásico-terra por diversos métodos.
- CAPTOR: Permite a realização de estudos de seletividade através da elaboração de coordenogramas tempo x corrente, possui vasta biblioteca de equipamentos de proteção, além de permitir a confecção de novos dispositivos. Permite exportação completa de coordenogramas para Autocad®, Word®, Acrobat® e outros sistemas.
- TMS: Permite a simulação de eventos de partida de motores, desligamento e mudanças de cargas através do monitoramento do tempo ou da tensão e por diversos métodos de partida. Também é possível realizar estudo de reaceleração de motores ou grupo de motores.
- ISIM: Este módulo foi projetado para atender a simulações de eventos e observação de efeitos eletromecânicos transitórios e dinâmicos em máquinas elétricas. O sistema permite o modelamento personalizado de máquinas síncronas, reguladores de tensão e de velocidade, estabilizadores de potência, motores de indução, cargas afetadas pela frequência, relés de frequência, potência e impedância.
- HIWAVE: Realiza análise das distorções harmônicas, em que o usuário personaliza suas próprias fontes harmônicas de tensão e de corrente em qualquer ponto do sistema. Seu relatório em texto apresenta distorções percentuais de corrente e de tensão, com comparação a limites recomendados da Norma IEEE Std 519, bem como dimensionamento de filtros ressonantes.

Foi escolhido um sistema de distribuição existente para realizar simulações com a conexão de um gerador solar em um determinado ponto a fim de verificar qual é a influência deste novo gerador no sistema. O sistema escolhido, de 11,4kV, possui uma linha tronco da qual vários ramos são derivados para distribuição para as cargas, e foi definido um ramo para

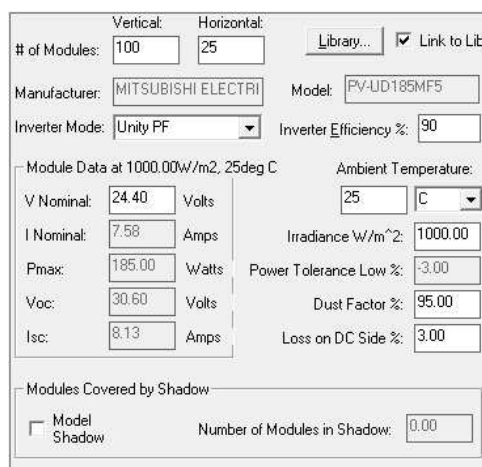
instalação do gerador solar. A Figura 22 apresenta as configurações gerais do Gerador Solar (tensão nominal, potência nominal e fator de potência). A Figura 23 apresenta as configurações do módulo da célula solar, e a Figura 24 apresenta a configuração de contribuição para o curto-circuito do Gerador Solar. O método de cálculo de curto-circuito escolhido foi o método Compreensivo.

Figura 22 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações Gerais



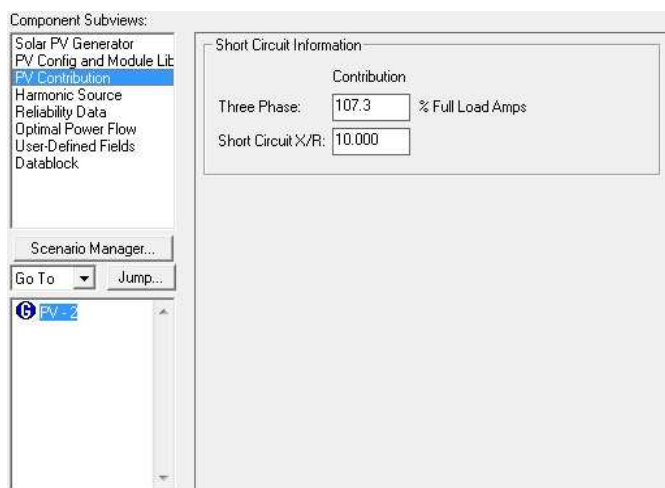
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 23 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações do Módulo escolhido



Fonte: Elaborada pelo autor

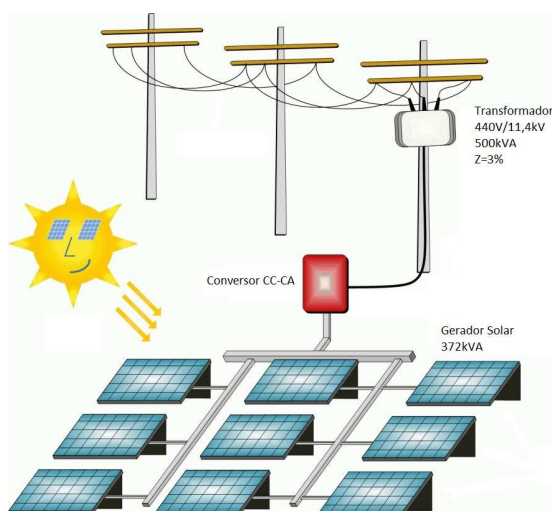
Figura 24 - Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações de contribuição para o curto-circuito



Fonte: Elaborada pelo autor

O gerador solar possui potência nominal de 372kW, fator de potência unitário e é constituído de 25 módulos conectados em série e 100 séries conectadas em paralelo, simulando várias residências na mesma localidade com geração própria. O Módulo escolhido é o PV-UD185MF5 da Mitsubishi Electric, que se encontra na biblioteca original do software, e seus dados estão apresentados no Anexo II. No software, o Gerador Solar já possui um inversor agregado, fornecendo em suas saídas tensões e correntes alternadas. Para conectar o Gerador Solar à rede, foi instalado um transformador elevador típico de 500 kVA e impedância de 3%. O esquema de ligação do Gerador Solar na rede de distribuição é apresentado na Figura 25.

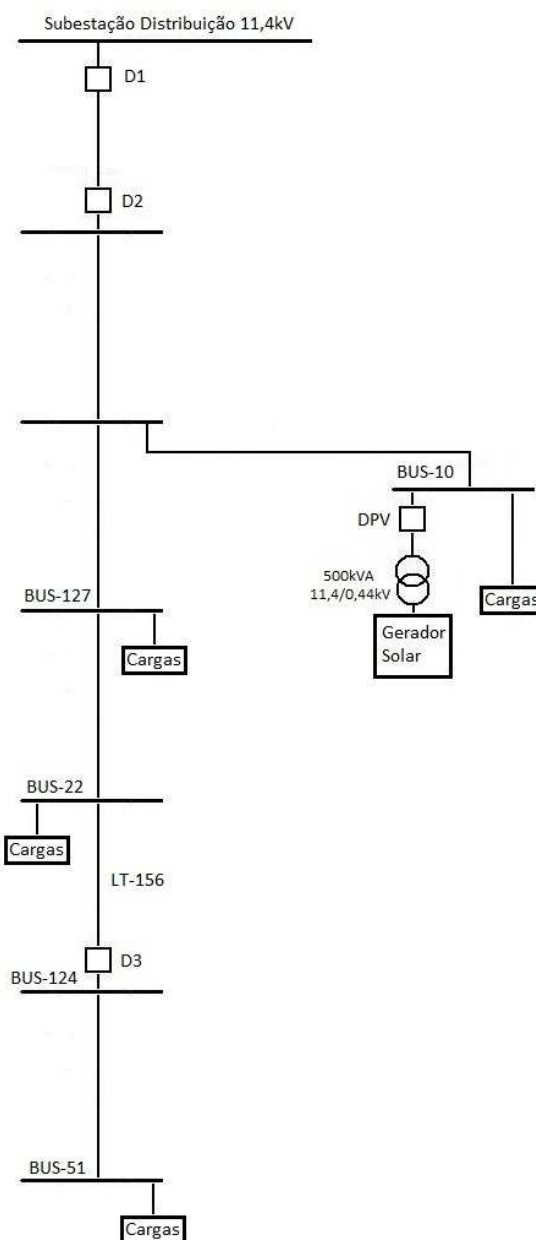
Figura 25 - Gerador Solar+Conversor CC-CA+Transformador conectado à rede de Distribuição.



Fonte: Elaborada pelo autor

O esquema básico da rede com a inclusão do gerador solar é apresentado na Figura 26. A barra descrita como “Subestação Distribuição 11,4 kV” é a barra infinita do modelo e os dispositivos D1, D2 e D3 são disjuntores existentes. É uma rede urbana que alimenta residências e comércio e tem cargas conectadas ao longo de toda a rede. O disjuntor DPV, o transformador de 500 kVA e o Gerador Solar foram introduzidos para este trabalho.

Figura 26 - Esquema básico da rede simulada no PTW



Fonte: Elaborada pelo autor

Conforme apresentado na Tabela 11, a simulação do fluxo de potência no PTW indicou que a potência fornecida pela Subestação de Distribuição 11,4 kV sem o Gerador Solar é 2.544,16 kVA (2.334,81 kW + 1.010,65 kVAr) e a tensão nesta barra é 11.315,68 V. A potência consumida pela barra BUS-10 é 214,22 kVA (197,15 kW+83,81 kVAr) e a tensão

é 11.283,19 V. Com a conexão do Gerador Solar na barra BUS-10, esta barra passa a injetar 171,1 kW na rede além de suprir os 197,1 kW das cargas conectadas nesta barra, uma vez que o Gerador Solar injeta 372,1 kW no sistema, medido antes do transformador elevador. A tensão fica em 11.287,43 V. A Subestação de Distribuição 11,4 kV passa a fornecer 2.214,20 kVA (1.965,62 kW+1.019,32 kVAr), e a tensão na Subestação fica em 11.316,03 V.

Tabela 11: Fluxo de Potência e Tensão

Barra	Sem Gerador Solar			Com Gerador Solar		
	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAr)	Tensão (V)	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAr)	Tensão (V)
Subestação Distribuição 11,4kV	2334,81	1010,65	11.315,68	1965,62	1019,32	11.316,03
BUS-10	197,15	83,81	11.283,19	368,20	83,84	11.287,43

Foram simulados no software PTW dois curto-circuitos, um trifásico (I_{sc} 3P) e um fase-terra (I_{sc} SLG) com e sem o Gerador Solar, para verificar os valores de curto em cada barra do sistema modelado. As correntes dos dois curto-circuitos nas barras da Subestação Distribuição 11,4kV e BUS-10 são apresentadas na Tabela 12. Pode-se observar no Anexo III as correntes de curto-circuito para todas as barras do sistema modelado sem e com o Gerador Solar.

Tabela 12: Correntes de Curto-Circuito Trifásico e Fase-Terra

Barra em curto	Sem Gerador Solar		Com Gerador Solar	
	Isc 3P (A)	Isc SLG (A)	Isc 3P (A)	Isc SLG (A)
Subestação Distribuição 11,4kV	7434,65	8401,97	7454,16	8418,57
BUS-10	6068,86	5761,96	6088,45	5773,72

Para investigar melhor a contribuição para um defeito do Gerador Solar, foram escolhidas algumas barras para calcular novamente o curto-circuito e verificar a contribuição do Gerador Solar para cada defeito. A Tabela 13 apresenta estes resultados.

Apesar da pequena contribuição em um curto-circuito, o Gerador Solar deve ser desconectado da porção da rede em curto. Percebe-se que a corrente de curto-circuito do Gerador Solar é menor que seu valor de corrente nominal, e qualquer ajuste de proteção de sobrecorrente implicaria em atuação desta proteção em operação normal do Gerador Solar, sem defeito na rede.

Tabela 13: Contribuição do Gerador Solar para o Curto-Circuito Trifásico

Barra em curto	Isc 3P Disjuntor DPV (A)	Tensão de Pré-falta BUS-10 (V)	Tensão de Pré-falta BUS-10 (%Vn)
BUS-10	19,59	0	0,00 %
SUBESTAÇÃO DISTR. 11,4kV	19,58	7,7	0,067 %
BUS-127	17,73	1141,2	10,01 %
LT-156	17,11	1520,9	13,34 %
BUS-124	16,88	1664,3	14,60 %
BUS-51	13,76	4062,2	35,63 %

A Tabela 14 apresenta a contribuição da Concessionária para defeitos nas mesmas barras da Tabela 13 com o Gerador Solar ligado. A Tabela 15 apresenta a contribuição da Concessionária para defeitos nas mesmas barras sem o Gerador Solar.

Tabela 14: Contribuição da Concessionária para o Curto-Circuito com o Gerador Solar

Barra em curto	Isc 3P Disjuntor D1 (A)	Tensão de Pré-falta S/E Distr. 11,4kV (V)	Tensão de Pré-falta S/E Distr. 11,4kV (%Vn)
BUS-10	6068,86	2384,60	20,92 %
SUBESTAÇÃO DISTR. 11,4kV	--	--	--
BUS-127	5613,14	2984,20	26,18 %
LT-156	5415,97	3299,20	28,94 %
BUS-124	5341,34	3418,00	29,98 %
BUS-51	4354,26	5421,80	47,56 %

Tabela 15: Contribuição da Concessionária para o Curto-Circuito sem o Gerador Solar

Barra em curto	Isc 3P Disjuntor D1 (A)	Tensão de Pré-falta S/E Distr. 11,4kV (V)	Tensão de Pré-falta S/E Distr. 11,4kV (%Vn)
BUS-10	6068,86	2384,60	20,92 %
SUBESTAÇÃO DISTR. 11,4kV	--	--	--
BUS-127	5614,83	2981,50	26,15 %
LT-156	5418,15	3295,70	28,91 %
BUS-124	5343,7	3414,30	29,95 %
BUS-51	4358,64	5414,50	47,50 %

Há uma pequena diferença entre as correntes de curto-circuito vistas pelo disjuntor D1, com e sem o Gerador Solar, que deve ser considerada para o ajuste da proteção neste disjuntor. Ainda que pequena, pode-se perceber a influência da contribuição para o curto-circuito do Gerador Solar, que diminui a contribuição da Concessionária quando está em operação. Por exemplo, um ajuste de sobrecorrente em 5342A no disjuntor D1, não o faria operar para um defeito na barra BUS-124 com o Gerador Solar em operação, porém, para o mesmo defeito, faria operar o disjuntor D1 quando o Gerador Solar estivesse desligado. Isto

causa um transtorno maior para um maior número de consumidores e diminui a confiabilidade do Sistema Elétrico, desligando consumidores desnecessariamente. No entanto, deve-se ter em mente que devido erros intrínsecos de medição dos Transformadores de Corrente e dos relés, pode haver erros na atuação da proteção para correntes de curto-circuito muito próximas à corrente ajustada no relé.

3.3 Filosofia de Proteção

A proteção de sistema tem como tarefa principal prevenir que o sistema elétrico inteiro, ou grande parte dele, fique sem energia, diferente da proteção de equipamentos, que tem como tarefa principal isolar o equipamento com defeito. Alguns tipos e ações de proteção de sistema são (33):

- Descarte de cargas: Evita que a frequência do sistema diminua a um valor abaixo do aceitável comprometendo outros geradores, quando a capacidade de geração diminui. Utiliza a proteção de subfrequência;
- Queda de Tensão: Evita que a tensão caia a um valor que comprometa a operação dos equipamentos do sistema. Utiliza a proteção de subtensão;
- Curto-Circuito: Deve eliminar qualquer fornecimento de energia para a parte do sistema em defeito. Utiliza a proteção de sobrecorrente.

Quando a conexão da GD é estruturada em uma microrrede, a estabilidade e a segurança do sistema pode ser melhorada. Deste modo, pode-se pensar na Proteção do Sistema da Microrrede. Algumas características de uma microrrede, que são importantes para a definição de uma filosofia de proteção para o sistema, são listadas abaixo:

- Fluxo de potência bidirecional;
- Diminuição da corrente de curto-circuito na operação em ilha;
- Alteração da impedância equivalente em função do número e tipo de unidades de GD;

Considerando que a microrrede pode operar em sincronismo com o sistema elétrico ou em ilha sem perda da qualidade da energia, verifica-se uma grande diferença entre os níveis de curto-circuito da microrrede quando ela está operando sincronizada ao sistema elétrico e quando está operando em ilha. Além disso, mesmo com uma configuração radial, o fluxo de potência em uma microrrede pode ser bidirecional. Deste modo, o sistema de proteção

convencional, baseado apenas em coordenação e seletividade das proteções de sobrecorrente e fusíveis, se torna ineficaz nas linhas de distribuição da microrrede.

De qualquer maneira, deve-se ter em mente que o propósito principal do Sistema de Proteção do Sistema Elétrico é garantir a operação segura do sistema, e então manter a segurança das pessoas e equipamentos. Além disso, o sistema de proteção deve minimizar o impacto de defeitos no sistema. Do ponto de vista elétrico, situações perigosas podem ocorrer devido a sobrecorrentes e sobretensões (34).

Para projetar e o sistema de proteção, algumas regras se tornaram largamente aceitas (34):

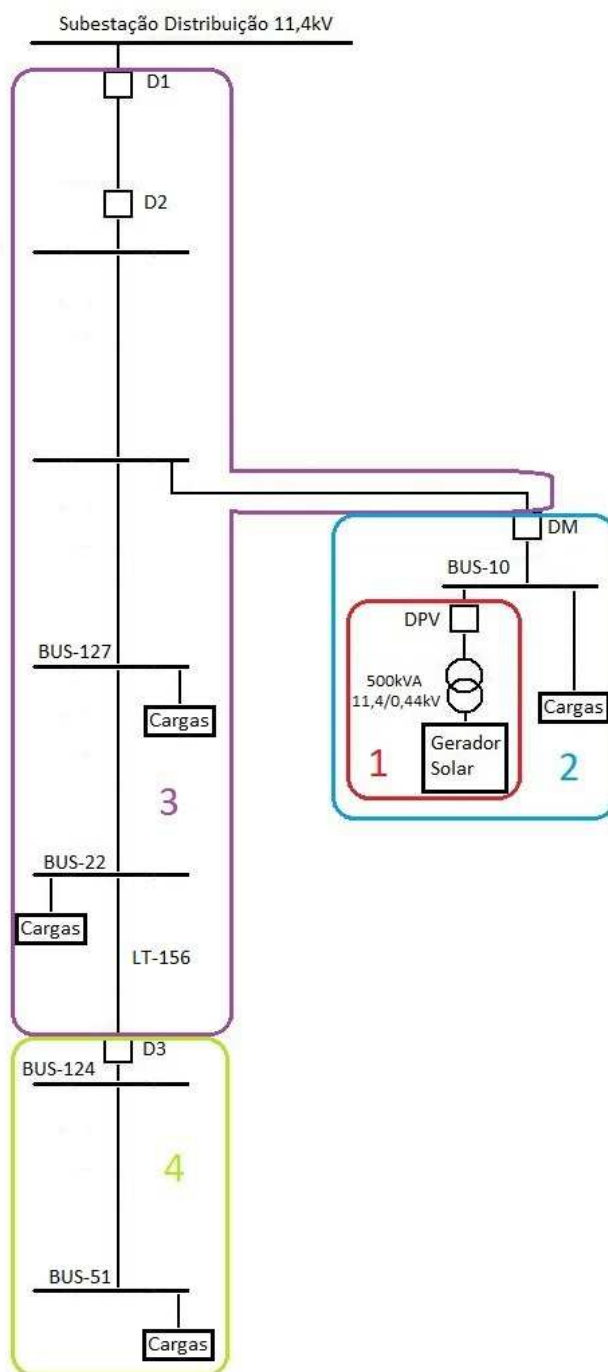
- Seletividade: Um sistema de proteção deve desconectar somente a parte do sistema elétrico com defeito, de modo a minimizar as consequências deste defeito;
- Redundância: Funcionalidades redundantes de um sistema de proteção são referidas também como proteção de backup, e combinam diferentes princípios, por exemplo, proteção diferencial (proteção principal) e de distância (proteção de backup) para linhas de transmissão. Pode ser realizada pelo mesmo relé que faz a proteção principal ou por um relé diferente, que pode estar localizado em uma região de proteção adjacente à região com defeito (17);
- Segurança: Segurança de um sistema de proteção é a habilidade de rejeitar qualquer evento do sistema elétrico ou transitórios de modo que partes não defeituosas do sistema elétrico não sejam desconectadas desnecessariamente;
- Confiabilidade: É a habilidade de detectar e eliminar todas os defeitos dentro da Zona protegida.

Para definir uma filosofia de proteção consistente, é preciso dividir o sistema elétrico em regiões de proteção, para garantir que as funções de proteção selecionadas sejam capazes de perceber o defeito e atuar apenas na zona na qual a proteção foi ajustada. As regiões para a definição da filosofia de proteção do sistema estudado estão apresentadas na Figura 27.

Cada região de proteção deve ter ao menos um disjuntor para conectar e desconectá-la do resto do sistema elétrico e estes disjuntores também delimitarão as regiões. Junto de cada disjuntor deve ser instalado um relé de proteção para realizar a proteção adequada. Para a proteção da região 1, deve ser instalado o disjuntor DPV mais um relé de proteção, que fará a proteção do conjunto Gerador Solar+Transformador. A região 2 deve continuar em operação quando houver interrupção do fornecimento de energia da concessionária, pois contém o

Gerador Solar. Portanto a localização do disjuntor DM e seu respectivo relé de proteção foi definida em função da relação Geração vs. Carga, que deve ser zero ou ter um excedente de Geração, criando assim uma microrrede. A região de proteção 3 foi definida considerando os disjuntores D1 e D3 existentes. A região de proteção 4 também foi definida considerando o disjuntor existente D3.

Figura 27 - Divisão das regiões de proteção.



Fonte: Elaborada pelo autor

Para um defeito em qualquer destas regiões, é preciso que o sistema de proteção atue no(s) disjuntor(es) mais próximo(s) do defeito e interrompa o fornecimento de energia para ele. Um defeito na Zona 1 deve sensibilizar apenas a proteção do disjuntor DPV (deve-se desligar também o gerador solar, mas a proteção de equipamentos não será abordada neste estudo), enquanto que um defeito na região 2, excluindo-se a região 1, deve sensibilizar os as proteções dos disjuntores DPV e DM. Um defeito na região 3 deve sensibilizar as proteções dos disjuntores D1 e DM, fazendo com que a região 2 fique ilhada e em operação. Na criação da região 3, o disjuntor D2 se torna desnecessário. Por fim, um defeito na região 4 deve sensibilizar apenas as proteções do disjuntor D3.

As funções de proteção básicas contra defeitos no Sistema Elétrico a serem utilizadas para cada região de Proteção nesta nova filosofia estão descritas na Tabela 16.

Tabela 16: Funções de proteção principais e de backup para cada zona de proteção

Região de Proteção	Função de proteção principal	Função de proteção backup
1	Subtensão (27) + Sobrecorrente (50/51)	Subtensão (27)
2	Subtensão (27) + Sobrecorrente Direcional (67), Subfrequência (81)	Subtensão (27)
3	Sobrecorrente Direcional (67)	Distância (21)
4	Sobrecorrente Direcional (67)	Distância (21)

3.3.1 Região de Proteção 1

Os fabricantes de sistemas fotovoltaicos normalmente fornecem os valores da corrente de curto circuito (I_{sc}) de seus produtos, e tipicamente estes valores são em torno de 110-115 % da corrente de potência máxima do módulo fotovoltaico. Como o valor de I_{sc} diminui à medida que o local do defeito se afasta do Gerador Solar, certamente sua contribuição para o curto-circuito será menor que sua corrente de potência máxima. No entanto, apenas a proteção de sobrecorrente não será suficiente para proteger corretamente o Gerador Solar, pois valores desta proteção ajustados abaixo da corrente de potência máxima do Gerador farão com que haja atuação indevida da proteção. Assim, faz-se necessário a implementação da proteção de subtensão como liberação da proteção de sobrecorrente com delay para coordenar com a Proteção de Ilhamento da Microrrede. A proteção de sobrecorrente do disjuntor DPV, que será a liberação da subtensão, deve atuar para defeitos na saída do Gerador Solar até defeitos localizados logo antes do disjuntor DM, ou seja, na barra BUS-10. Conforme a Tabela 13, a

corrente de curto nesse caso é 19,59 A, portanto o ajuste da proteção de sobrecorrente deverá ser um pouco menor, definido em 19,50 A. A proteção de subtensão, medida na barra BUS-10 deverá atuar para o pior caso, quando a tensão na barra chegar a zero. Portanto o ajuste da proteção de subtensão estará adequado em $50 \% \times V_n$, instantâneo.

No entanto, o ajuste de sobrecorrente em 19,50 A do relé do disjuntor DPV pode fazer com que um defeito na barra da Subestação Distribuição 11,4kV desligue o Gerador Solar indevidamente, sem criar a ilha da região 2. Neste caso, é preciso que a proteção de sobrecorrente direcional do relé do disjuntor DM bloqueie a proteção do relé do disjuntor DPV quando o defeito for fora da região 2, fazendo uso da seletividade lógica.

Uma segunda proteção de subtensão, independente (sem liberação por sobrecorrente), deve ser ajustada em $50 \% \times V_n$ com delay de 500 ms para realizar o backup da proteção de subtensão liberada por sobrecorrente. Esta segunda proteção de subtensão deve estar coordenada com as proteções da região 2.

3.3.2 Região de Proteção 2

O Sistema de proteção desta região deve garantir o funcionamento dos Geradores e cargas dentro da Microrrede (região de proteção 2), após um defeito fora da Microrrede (região de proteção 3). Por isto é utilizada a proteção de subtensão com liberação da proteção de sobrecorrente direcional. O ajuste da proteção de subtensão com liberação da sobrecorrente direcional deve abranger defeitos em toda a região adjacente (região 3), e o ponto mais longe é a entrada do disjuntor D3, conectado pela linha LT-156. Conforme a Tabela 13, um curto no final da linha LT-156 provoca uma corrente de 17,11 A e uma tensão de $13,34 \% \times V_n$ medida pelo relé do disjuntor DM (BUS-10). Portanto o ajuste da sobrecorrente direcional será 17,00 A e o ajuste da subtensão será $50 \% \times V_n$, instantâneo.

Para aumentar a eficiência, pode-se sugerir que a região 3 seja aumentada em função da subtensão provocada na barra BUS-10. Conforme a IEEE 1547 e a Tabela 8, a partir de uma subtensão de 88 % o sistema começa a ficar com a tensão precária. A Tabela 17 apresenta simulações para achar a distância da barra BUS-51 que provocaria uma queda de tensão de 88 % na barra BUS-10.

Tabela 17: Contribuição do Gerador Solar para o Curto-Circuito para subtensão de 88 % na barra BUS-10

Barra em curto	Isc 3P Disjuntor DPV (A)	Tensão de Pré-falta BUS-10 (V)	Tensão de Pré-falta BUS-10 (%Vn)
BUS-51	13,76	4062,2	35,63 %
BUS-0200 (1 km depois de BUS-51)	10,83	7063,4	61,96 %
BUS-0200 (4 km depois de BUS-51)	4,78	9724,1	85,30 %

Para causar uma subtensão de $88 \% \times V_n$ na barra BUS-10 é preciso que o defeito seja localizado a mais de 4km de distância além da última barra do sistema modelado. Assim, o religador da barra BUS-124 poderia ser instalado a mais 4 km de distância além da barra BUS-51 (definido como BUS-0200) que o sistema elétrico continuaria bem protegido. As proteções do relé do disjuntor DM ficariam em 4,7 A e $88 \% \times V_n$, instantâneo.

Outra proteção importante para o Ilhamento é a subfrequência, que indica a perda de grande quantidade de geração em todo o SIN. Isto poderia provocar uma sobrecarga no Gerador Solar, que não suportaria fornecer energia para cargas fora da Microrrede. Seu ajuste recomendado é de 59Hz com delay de 0ms.

Uma segunda proteção de subtensão deve ser ajustada em $50 \% \times V_n$ com delay de 300 ms para realizar o backup da proteção de subtensão liberada por sobrecorrente direcional. Esta segunda proteção de subtensão deve estar coordenada com as proteções da região 1.

3.3.3 Região de Proteção 3

A proteção principal desta região deve ser a função de sobrecorrente direcional, que deve atuar apenas para correntes na direção para dentro da região 3. Esta região de proteção vai até a entrada do disjuntor D3, então a referência para a proteção deve ser a corrente de curto-circuito na linha LT-156. A corrente de curto nesta linha é 5418 A sem o Gerador Solar, e 5433 A com o Gerador Solar ligado, sendo 5416A visto pelo disjuntor D1 e 17A visto pelo disjuntor DM. Portanto deve-se ajustar a proteção no disjuntor D1 em 5417 A, instantâneo, quando o Gerador Solar estiver em operação, e deve ser alterado para 5415 A, instantâneo, quando o Gerador Solar for desconectado do Sistema Elétrico.

A proteção de distância fará o backup da sobrecorrente, medindo os valores de tensão e corrente e comparando a impedância vista pelo relé com a característica de operação ajustada. Para verificar o comportamento da impedância vista pelo relé da SE Distribuição 11,4 kV em relação à quantidade de Geradores Solares ligados, foram realizadas simulações de curto no limite da região 3 (entrada do disjuntor D3) sem o Gerador Solar e com o Gerador Solar ligado. A Tabela 18 apresenta os resultados das simulações.

Tabela 18: Verificação da impedância vista pelo relé da SE Distribuição 11,4 kV. Defeito na linha LT-156.

Local do curto	Isc SE Distr. 11,4kV	Tensão Pré-falta SE Distr. 11,4kV (V)	Tensão Pré-falta SE Distr. 11,4kV (%)	Impedância (Ω)
LT-156 (sem Gerador Solar)	5418	3296	28,91%	0,60834256
LT-156 (com Gerador Solar)	5416	3299	28,94%	0,60912112

Há uma diferença entre a impedância vista pelo relé sem o Gerador e com o Gerador, isto indica que a conexão de novos Geradores no sistema influencia na proteção de distância. No entanto, para o sistema modelado a diferença não é tão relevante (diferença menor que 0,3 %) devido à pequena contribuição do Gerador Solar modelado em relação ao resto do sistema. Sendo assim, para proteção da região 3, o ajuste deve ficar em $0,61 \Omega$, com delay de 0 ms.

Como comparação, caso o limite da região 3 fosse a 4 km além da barra BUS-51, teríamos a Tabela 19 com os resultados da mesma simulação anterior.

Tabela 19: Verificação da impedância vista pelo relé da SE Distribuição 11,4kV. Defeito na barra BUS-0200

Barra em curto	Isc SE Distr. 11,4kV	Tensão Pré-falta SE Distr. 11,4kV (V)	Tensão Pré-falta SE Distr. 11,4kV (%)	Impedância (Ω)
BUS-0200 (4km depois de BUS-51) (sem Gerador Solar)	1516	10108,1	88,67%	6,66761214
BUS-0200 (4km depois de BUS-51) (com 1 Gerador Solar)	1512	10112,1	88,70%	6,68789683

Apesar de a pequena diferença continuar para a impedância com e sem o Gerador Solar, os valores já se tornam relevantes para o ajuste. Um ajuste em $6,69 \Omega$ deveria ser alterado para $6,67 \Omega$ quando o Gerador for desligado ou quando a Microrrede fosse desconectada da rede.

3.3.4 Região de Proteção 4

A proteção principal desta região deve ser a função de sobrecorrente direcional que deve atuar apenas para correntes na direção para dentro da região 4, uma vez que não há geração dentro desta região. Considerando que esta região vai até a barra BUS-51, conforme Anexo II a corrente de curto nesta barra é 4368 A com o Gerador Solar ligado, e 4359 A sem o Gerador Solar. Portanto deve-se ajustar a proteção em 4360 A, instantâneo, quando o Gerador Solar estiver em operação, e deve ser alterado para 4350 A, instantâneo, quando o Gerador Solar for desconectado do Sistema Elétrico.

A proteção de distância fará o backup da sobrecorrente, medindo os valores de tensão e corrente e comparando a impedância vista pelo relé com a característica de operação ajustada. Para verificar o comportamento da impedância vista pelo relé da barra BUS-124 em relação à quantidade de Geradores Solares ligados, foram realizadas simulações de curto na barra BUS-51 (limite da região 4) sem o Gerador Solar e com o Gerador Solar ligado. A Tabela 20 apresenta os resultados das simulações.

Tabela 20: Verificação da impedância vista pelo relé do Disjuntor D3. Defeito na barra BUS-51.

Barra em curto	Isc BUS-124	Prefault Voltage BUS-124 (V)	Prefault Voltage BUS-124 (%)	Impedância (Ω)
BUS-51 (sem Gerador Solar)	4358,64	2829,6	24,82%	0,64919333
BUS-51 (com Gerador Solar)	4368,02	2835,7	24,87%	0,64919575

Para o sistema modelado a diferença nos valores de impedância não é relevante devido à pequena contribuição do Gerador Solar modelado em relação ao resto do sistema. Sendo assim, para proteção da região 4, o ajuste deve ficar em 0,65 Ω , instantâneo.

3.4 Análise da Proteção Proposta

Para validar os ajustes das proteções, foram feitas simulações de curto-circuito em pontos aleatórios do sistema modelado, e verificados os valores de corrente e tensão lidos nos disjuntores que realizarão as proteções. A Tabela 21 apresenta os valores de tensão, corrente e os ajustes das proteções para um curto na barra BUS-127 (Zona 3) com o Gerador Solar ligado, e a Tabela 22 apresenta os valores de tensão, corrente e os ajustes das proteções para o mesmo curto sem o Gerador Solar ligado.

Tabela 21: Validação da proteção para um defeito na barra BUS-127, com o Gerador Solar ligado.

Disjuntor	Isc (A)	Tensão Pré-falta (%)	Impedância do defeito (Ω)	Ajuste Sobre-corrente (A)	Ajuste Sub-tensão (%)	Ajuste Distância (Ω)	Operação proteção
D1	5613,14	26,18	0,5316	5430	N.A.	0,61	Sim
DM	17,73	10,01	N.A.	17,00	50,0	N.A.	Sim
DPV	17,73	10,01	N.A.	19,50	50,0	N.A.	Não
D3	0,0	0,0	0,0	4360	N.A.	0,65	Não

Tabela 22: Validação da proteção para um defeito na barra BUS-127, sem o Gerador Solar.

Disjuntor	Isc (A)	Tensão Pré-falta (%)	Impedância do defeito (Ω)	Ajuste Sobre-corrente (A)	Ajuste Sub-tensão (%)	Ajuste Distância (Ω)	Operação proteção
D1	5614,83	26,15	0,5310	5415	N.A.	0,61	Sim
DM	0,0	9,97	N.A.	17,00	50,0	N.A.	Não
DPV	0,0	9,97	N.A.	19,50	50,0	N.A.	Não
D3	0,0	0,0	0,0	4350	N.A.	0,65	Não

Pode-se observar a correta atuação das proteções, uma vez que para um defeito na região 3, devem atuar os relés dos disjuntores D1 e DM isolando o defeito das fontes geradoras e criando a ilha da região 2 com o Gerador Solar. E sem o Gerador Solar, não faz sentido a atuação da proteção do disjuntor DM, conforme observado na Tabela 22.

A Tabela 23 apresenta os valores de tensão, corrente e os ajustes das proteções para um curto na barra SE Distribuição 11,4kV com o Gerador Solar ligado. Neste caso, como o defeito é fora da região 2, a proteção do relé do disjuntor DM deve enviar um sinal de seletividade lógica para bloquear a proteção do relé do disjuntor DPV. Isto permite a operação da região 2 em ilha uma vez que o Gerador Solar não será desligado.

Tabela 23: Validação da proteção para um defeito na barra SE Distr. 11,4kV, com o Gerador Solar ligado.

Disjuntor	Isc (A)	Tensão Pré-falta (%)	Impedância do defeito (Ω)	Ajuste Sobre-corrente (A)	Ajuste Sub-tensão (%)	Ajuste Distância (Ω)	Operação proteção
D1	19,58	0,0	0,0	5430	N.A.	0,61	Não
DM	19,58	0,067	N.A.	17,00	50,0	N.A.	Sim
DPV	19,58	0,067	N.A.	19,50	50,0	N.A.	Não*
D3	0,0	0,0	0,0	4360	N.A.	0,65	Não

(*) Bloqueado pela proteção do disjuntor DM por seletividade lógica.

Conforme observado, todas as proteções atuaram corretamente para os curto-circuitos simulados, validando os ajustes propostos conforme a filosofia descrita.

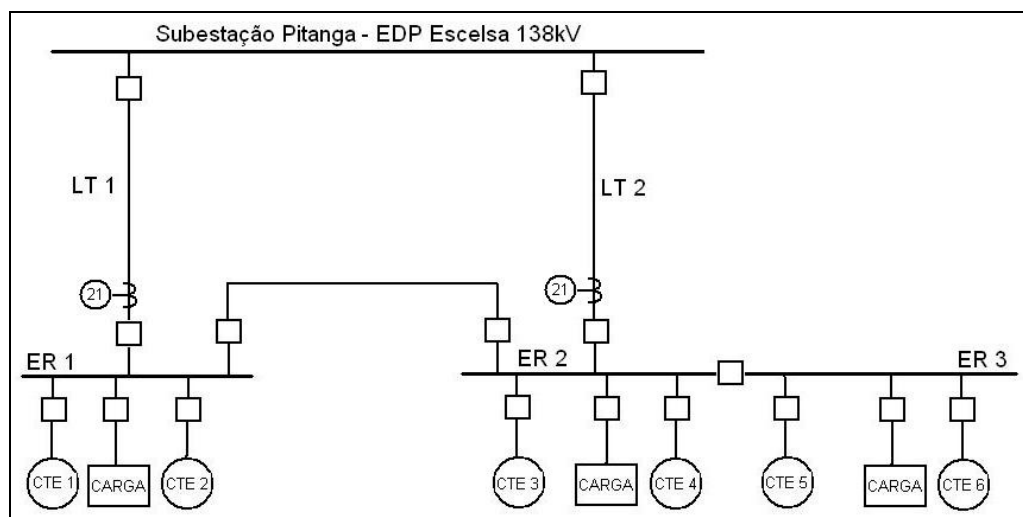
Capítulo 4: Estudo de caso na indústria

A ArcelorMittal Tubarão é um dos maiores autoprodutores de energia do Espírito Santo, e comercializa seu excedente para a concessionária de energia do estado. Por definição, um autoprodutor de energia elétrica produz energia para seu uso, e por estar conectado ao Sistema Interligado Nacional, a ArcelorMittal Tubarão pode comercializar o excedente de energia, fazendo com que a empresa possa ser enquadrada como um pólo de GD.

Objetivando atender ao consumo e a geração interna, a ArcelorMittal Tubarão possui um sistema de distribuição de energia em 138 kV e 13,8 kV que atende a todas as áreas produtivas. A habilidade de produzir é dependente da adequação e continuidade do fornecimento de energia elétrica e as interrupções deste fornecimento podem ser avaliadas diretamente em termos da perda de produção. Todas as seis Centrais Termelétricas (CTE), denominadas CTE 1, CTE 2, CTE 3, CTE 4, CTE 5 e CTE 6, são interligadas ao sistema de 138 kV através de transformadores exclusivos.

A Figura 28 mostra um esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV e Centrais Termoelétricas da ArcelorMittal Tubarão:

Figura 28 - Esquema simplificado do sistema elétrico de 138kV da ArcelorMittal Tubarão.



Fonte: MATOS, S. P. S., 2015

Com um sistema de 280MW de carga instalada e uma geração média de 420MW de média, existe a necessidade de uma alimentação confiável e segura que permita a continuidade operacional do sistema e garanta a segurança humana e a segurança dos equipamentos envolvidos. Dentro deste contexto há a necessidade de se ter um sistema de

proteção rápido e preciso, garantindo a estabilidade do sistema elétrico após a eliminação do defeito.

O foco da análise deste estudo está na proteção de distância (proteção 21) das duas linhas de transmissão que interligam a Subestação Pitanga, da Escelsa, com as Estações Receptoras de 138kV da ArcelorMittal Tubarão.

Desde que foi implantada, a proteção de distância das Linhas de Transmissão de 138kV da ArcelorMittal Tubarão vem atuando frequentemente para diversos defeitos no Sistema Interligado Nacional. A Tabela 24 mostra a quantidade de atuações da proteção de separação do sistema da ArcelorMittal por ano, dividido pelas proteções parametrizadas no sistema de separação (35).

Tabela 24: Histórico de atuação da proteção de separação do sistema ArcelorMittal Tubarão

Ano	Total de Atuações	Proteção 27	Proteção 81	Proteção 21
2011	8	2	1	5
2012	6	2	2	2
2013	1	1	0	0
2014	3	2	1	1
2015	5	3	2	0

De 2011 a 2014 há uma clara mudança no comportamento da proteção de separação, que possui as proteções de subtensão (proteção 27), subfrequência (proteção 81) e distância (proteção 21). A proteção de distância, que mais atuou em 2011, deixou de ser a protagonista da proteção de separação do sistema e passou a atuar apenas devido à demora na eliminação do defeito pela Concessionária de Energia. Esta mudança no comportamento da proteção de distância (sem alteração em seus ajustes) levou à necessidade de se verificar os parâmetros da proteção de distância para analisar se estaria atuando corretamente em todos os casos.

Conforme mencionado anteriormente, a quantidade de geradores influencia diretamente na corrente e na tensão do sistema, principalmente na ocorrência de um defeito. Sendo o sistema da ArcelorMittal Tubarão considerado como GD, a sua quantidade de geradores ligados varia conforme a disponibilidade de combustível ou necessidade do sistema, o que vai influenciar diretamente na sua proteção de distância das linhas de 138kV. Durante os últimos anos, a empresa operou com a quantidade de geradores informada na Tabela 25.

Apesar do horizonte histórico reduzido pelo fato da proteção de distância ter sido implantada em 2010, com sua primeira atuação em 2011, pode-se correlacionar o comportamento do relé de proteção 21 com a quantidade de geradores ligados na usina. Para

confirmar esta correlação, diversas simulações foram feitas comparando-as a um caso real de atuação da proteção em 2014.

Tabela 25: Média do Número de Geradores em funcionamento por ano na ArcelorMittal Tubarão

Ano	Geradores Ligados
2011	4
2012	5
2013	6
2014	5
2015	6

4.1 Caso Real

No dia 09/01/2014 houve a abertura da interligação entre ArcelorMittal Tubarão e Subestação Pitanga pela proteção de subtensão e distância devido a um defeito na linha de transmissão de 138kV entre a Subestação Pitanga e Vale. Este defeito provocou a atuação da proteção de subtensão e também da zona 4 do relé de distância. O defeito foi a aproximadamente 16,5km de distância da Subestação Pitanga, e a ArcelorMittal Tubarão estava operando com 3 geradores. Os valores de tensão e corrente vistos pelo relé de distância foram 95kV e 1390A. O valor da impedância calculada vista pelo relé de distância da LT1 foi aproximadamente $Z = 13,80\Omega$ (35).

Esta ocorrência e os valores foram reproduzidos em simulação no software PTW e foram encontrados os seguintes valores de tensão e corrente, com 3 geradores ligados, vistos pelo relé da LT1: $V_{falta} = 94kV$; $I_{falta} = 1363A$. São valores muito próximos da condição real, validando a simulação e confirmando que o modelo está correto. Nesta simulação, a impedância encontrada foi $Z = 13,78\Omega$. A Tabela 26 apresenta uma comparação entre os valores de corrente e tensão de diversas ocorrências reais e as respectivas simulações no PTW para efeito de validação do modelo.

Tabela 26: Validação do Modelo no PTW

Evento	Tensão (V)	Corrente (A)	Impedância (Ω)
09/01/2014	95440	1390	13,80
Simulação de 09/01/2014	93960	1363	13,78
03/12/2015	112060	1717	13,05
Simulação de 03/12/2015	113200	1741	13,00
20/04/2014	129420	1069	13,98
Simulação de 20/04/2014	127130	1048	14,00

4.2 Simulações

A partir daí, foram simulados todos os outros cenários possíveis de geração conforme indicado na Tabela 26, para um defeito numa linha de transmissão de 138kV a 16,5km da Subestação Pitanga (35).

Tabela 27: Cenários de Simulação

Cenário	CTE 1	CTE 2	CTE 3	CTE 4	CTE 5	CTE 6
1	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada
2	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada	Desligada
3	Ligada	Ligada	Ligada	Ligada	Desligada	Desligada
4	Ligada	Ligada	Ligada	Desligada	Desligada	Desligada
5	Ligada	Ligada	Desligada	Desligada	Desligada	Desligada
6	Ligada	Desligada	Desligada	Desligada	Desligada	Desligada

Foram realizadas simulações de curto em 4 pontos distintos: a 90% da LT 1 (10,5km da barra de 138kV da usina), a 90% da LT 2 (10,7km da barra de 138kV da usina), a 130% das LT 1 e 2 (700m além da Subestação Pitanga, em uma LT de 138kV) e a 150km da Subestação Pitanga, em uma LT de 345kV. Os pontos em que foram simulados os curtos-circuitos estão apresentados na Figura 29. As simulações em todos estes pontos estão apresentadas na Tabela 27 e foram realizadas conforme os cenários já descritos na Tabela 26.

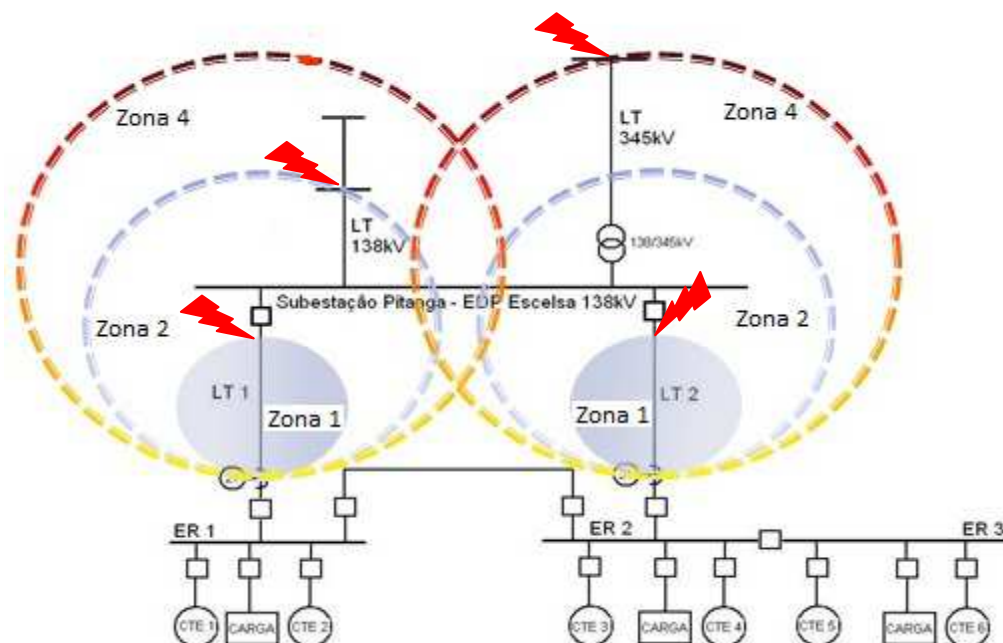
Tabela 28: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão

Cenário	I _{falta linha 1} (A)	Θ _{linha 1} (graus)	I _{falta linha 2} (A)	Θ _{linha 2} (graus)	V _{Barra A1} (V)	V _{Barra A2} (V)
1	1510,76	-79,31	1519,87	-79,56	101015,8	101404
2	1430,32	-79,47	1438,94	-79,73	98185,7	98516,2
3	1347,85	-79,61	1355,97	-79,87	94928	95192
4	1276,04	-79,72	1283,73	-79,98	92487,9	92702,3
5	1204,06	-79,9	1211,32	-80,15	89689,4	89846,8
6	1125,25	-80,02	1132,03	-80,28	86827,6	86926,9

As impedâncias calculadas são referidas aos secundários dos Transformadores de Corrente e de Potencial, que possuem relação de transformação de 800-5A (RTC=240) e 138000-115V (RTP=1200). As impedâncias das colunas “Z linha 1” e “Z linha 2” foram calculadas conforme a Fórmula 14 a seguir:

$$Z_{linha_i} = \frac{V_{barra_Ai} / R_{TP}}{I_{linha_i} / R_{TC}} \quad (14)$$

Figura 29 - Pontos (em vermelho) de simulação do curto-circuito



Fonte: Elaborada pelo autor

As impedâncias Z_{linha_i} foram decompostas para verificação no gráfico R-X conforme as equações 15 e 16:

$$R_{linha_i} = Z_{linha_i} * \cos(|\theta_{linha_i}|) \quad 15$$

$$X_{linha_i} = Z_{linha_i} * \sin(|\theta_{linha_i}|) \quad 16$$

A Tabela 28 confirma que quanto menor a quantidade de geradores conectados no sistema, maior é a impedância vista pelo relé instalado na linha de transmissão. Esta constatação levanta a necessidade de se fazer uma avaliação criteriosa dos ajustes de proteção de distância conforme a quantidade de geradores conectados no sistema. Para isto foram realizadas simulações de curto-circuito nos limites de cada zona da proteção de distância.

Tabela 29: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés. Curto a 16,5km da SE Pitanga

Cenário	Z_{linha1} (Ω)	Z_{linha2} (Ω)	R_{linha1} (Ω)	X_{linha1} (Ω)	R_{linha2} (Ω)	X_{linha2} (Ω)
1	13,373	13,344	2,481	13,141	2,418	13,123
2	13,729	13,693	2,509	13,498	2,441	13,474
3	14,086	14,040	2,540	13,855	2,469	13,822
4	14,496	14,443	2,587	14,263	2,513	14,222
5	14,898	14,835	2,613	14,667	2,538	14,616
6	15,433	15,358	2,675	15,199	2,593	15,137

A Tabela 29 indica os ajustes atuais da impedância dos relés de distância que protegem as duas linhas de transmissão de 138kV.

Tabela 30: Ajustes atuais da impedância dos relés de distância

	Ajuste do relé 1		Ajuste do relé 2	
Zona 1	1,02 Ω	90%	1,02 Ω	90%
Zona 2	1,48 Ω	130%	1,48 Ω	130%
Zona 4	20 Ω	+ de 130%	20 Ω	+ de 130%

Curto-Circuito a 90% da LT 2 (Zona 1 de proteção)

Para um curto a 90% da LT 2, foram obtidos os resultados de corrente e tensão apresentados na Tabela 30. Como esperado, à medida que são retirados os geradores, a corrente de curto vista pelo relé de distância diminui, assim como a tensão na barra de 138kV. Deste modo, a Tabela 31 indica as impedâncias vistas pelos relés de distância para um curto a 90% da LT 2.

Tabela 31: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 90% da LT 2

Cenário	$I_{falta\ linha\ 1}$ (A)	$\theta_{linha\ 1}$ (graus)	$I_{falta\ linha\ 2}$ (A)	$\theta_{linha\ 2}$ (graus)	$V_{Barra\ A1}$ (V)	$V_{Barra\ A2}$ (V)
1	3672,6	-83,86	6002,56	-84,06	29520,9	30200,8
2	3354	-84,06	5614,38	-84,21	25440	25952,4
3	3040,96	-84,23	5232,97	-84,33	21041,5	21373,4
4	2778,93	-84,35	4913,7	-84,4	17938,3	18143
5	2525,49	-84,58	4604,88	-84,55	14561,6	14627,7
6	2258,15	-84,72	4279,13	-84,63	11297,2	11229,7

Tabela 32: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 90% da LT 2

Cenário	Z_{linha1} (Ω)	Z_{linha2} (Ω)	R_{linha1} (Ω)	X_{linha1} (Ω)	R_{linha2} (Ω)	X_{linha2} (Ω)
1	1,608	1,006	0,172	1,598	0,104	1,001
2	1,517	0,924	0,157	1,509	0,093	0,920
3	1,384	0,817	0,139	1,377	0,081	0,813
4	1,291	0,738	0,127	1,285	0,072	0,735
5	1,153	0,635	0,109	1,148	0,060	0,632
6	1,001	0,525	0,092	0,996	0,049	0,523

Conforme o ajuste da Zona 1, o relé deve atuar nesta zona apenas para impedâncias iguais ou menores que 1,02 Ω , que teoricamente é a impedância vista pelos relés a 90% das LT 1 e 2. Pela coluna $Z_{linha\ 2}$ pode-se verificar para o Cenário 1 (6 geradores conectados) que a impedância vista pelo relé da linha 2 ficou bem próxima da impedância do ajuste da Zona 1, o que confirma que este ajuste está corretamente parametrizado para o cenário com 6 geradores.

À medida que vão se desligando geradores, a impedância diminui para o curto no mesmo lugar. Isto significa que a Zona 1, que deveria proteger apenas 90% da LT 2, está

aumentando sua abrangência e poderá atuar para defeitos além dos 90% da linha, podendo acarretar em uma atuação indevida da Zona 1 deste relé com menos de 6 geradores ligados. Inclusive pode ocorrer a atuação da Zona 1 do relé da linha 1 para um defeito a 90% da LT 2 com apenas um gerador conectado, o que não pode acontecer. Portanto, é necessário que sejam ajustadas as proteções de Zona 1 dos relés de distância para evitar problemas de atuação indevida em caso de faltas no sistema elétrico, nos cenários com menos de 6 geradores conectados.

Curto-Circuito a 90% da LT 1 (Zona 1 de proteção)

Para um curto a 90% da LT 1, foram obtidos os resultados de corrente e tensão apresentados na Tabela 32. Também como esperado, à medida que são desligados os geradores, a corrente de curto vista pelo relé de distância diminui, assim como a tensão na barra de 138kV. A Tabela 33 indica as impedâncias vistas pelos relés de distância para um curto a 90% da LT 1.

Tabela 33: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 90% da LT 1

Cenário	$I_{falta\ linha\ 1}$ (A)	$\Theta_{linha\ 1}$ (graus)	$I_{falta\ linha\ 2}$ (A)	$\Theta_{linha\ 2}$ (graus)	$V_{Barra\ A1}$ (V)	$V_{Barra\ A2}$ (V)
1	5935,28	-83,82	3743,59	-84,17	28700	30131,6
2	5550,56	-83,98	3421,75	-84,38	24643,3	25872,5
3	5172,5	-84,1	3105,48	-84,56	20270,4	21281,5
4	4856,01	-84,18	2840,72	-84,67	17185	18042,2
5	4549,85	-84,33	2584,64	-84,91	13827,2	14516,9
6	4226,88	-84,41	2314,47	-85,06	10580,9	11108,7

Tabela 34: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 90% da LT 1

Cenário	Z_{linha1} (Ω)	Z_{linha2} (Ω)	R_{linha1} (Ω)	X_{linha1} (Ω)	R_{linha2} (Ω)	X_{linha2} (Ω)
1	0,967	1,610	0,104	0,961	0,164	1,601
2	0,888	1,512	0,093	0,883	0,148	1,505
3	0,784	1,371	0,081	0,780	0,130	1,364
4	0,708	1,270	0,548	0,448	0,118	1,265
5	0,608	1,123	0,060	0,605	0,100	1,119
6	0,501	0,960	0,049	0,498	0,083	0,956

Conforme o ajuste da Zona 1, o relé deve atuar nesta zona apenas para impedâncias iguais ou menores que 1,02 Ω . Pela coluna Z_{linha_1} pode-se verificar para o Cenário 1 que a impedância vista pelo relé da linha 1 é um pouco menor que o ajuste da Zona 1. Isto se deve porque o comprimento da LT1 é um pouco menor que da LT 2 (LT 1 possui 11,7km e a LT 2 possui 12,1Km). Portanto, o ajuste da Zona 1 do relé da linha 1 também deverá ser revisto

para o cenário com 6 geradores. Sendo assim, os ajustes recomendados de impedância para a Zona 1 dos relés de distância das linhas 1 e 2 para cada um dos seis cenários de geração deve ser conforme a Tabela 34 (36). Os ajustes de tempo para todos os cenários devem ser instantâneos para a Zona 1.

Tabela 35: Ajustes recomendados para a Zona 1 da proteção de distância

Cenário	Ajuste da Zona 1	
	Relé da linha 1 (Ω)	Relé da linha 2 (Ω)
1	0,97	1,02
2	0,89	0,93
3	0,79	0,82
4	0,71	0,74
5	0,61	0,64
6	0,50	0,53

Curto-Circuito a 130% da LT 1 ou LT 2 (Zona 2 de proteção)

A Zona 2 da proteção de distância é ajustada em $1,48\Omega$, que equivale a 130% da impedância das linhas LT 1 e 2. O limite de atuação desta Zona se dá a 700m além da Subestação Pitanga, em uma linha de 138kV, local onde foi simulado um curto para todos os cenários. Sendo assim, foram obtidos os resultados de corrente e tensão apresentados na Tabela 35. Também como esperado, à medida que são desligados os geradores, a corrente de curto vista pelo relé de distância diminui, assim como a tensão na barra de 138kV. A Tabela 36 indica as impedâncias vistas pelos relés de distância para um curto a 130% das linhas 1 e 2.

Tabela 36: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto a 130%

Cenário	$I_{falta\ linha\ 1}$ (A)	$\theta_{linha\ 1}$ (graus)	$I_{falta\ linha\ 2}$ (A)	$\theta_{linha\ 2}$ (graus)	$V_{Barra\ A1}$ (V)	$V_{Barra\ A2}$ (V)
1	4570,13	-83,48	4597,66	-83,74	33163,9	34188,7
2	4249,0	-83,67	4274,59	-83,92	28812,2	29661,4
3	3931,56	-83,82	3955,25	-84,08	24084,7	24743,3
4	3664,4	-83,92	3686,47	-84,18	20726,1	21249,3
5	3404,74	-84,11	3425,25	-84,37	17049,3	17424,2
6	3129,45	-84,23	3148,31	-84,48	13472,8	13703,6

Conforme o ajuste da Zona 2, o relé deve atuar nesta zona apenas para impedâncias iguais ou menores que $1,48\Omega$. A pequena diferença entre as impedâncias encontradas de cada relé (menos de 3% de diferença) se deve ao fato da diferença entre o comprimento das linhas LT 1 e 2. Novamente, para o Cenário 1, as impedâncias dos dois relés ficaram bem próximas do ajuste da Zona 2, confirmando que os ajustes estão corretos para este cenário.

Tabela 37: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto a 130%

Cenário	Z_{linha1} (Ω)	Z_{linha2} (Ω)	R_{linha1} (Ω)	X_{linha1} (Ω)	R_{linha2} (Ω)	X_{linha2} (Ω)
1	1,451	1,487	0,165	1,442	0,162	1,478
2	1,356	1,388	0,150	1,348	0,147	1,380
3	1,225	1,251	0,132	1,218	0,129	1,244
4	1,131	1,153	0,120	1,125	0,117	1,147
5	1,002	1,017	0,103	0,996	0,100	1,012
6	0,861	0,871	0,087	0,857	0,084	0,866

À medida que vão se desligando geradores, a impedância diminui para o curto no mesmo lugar. Isto significa que a Zona 2, que deveria proteger até 130% das linhas, está aumentando sua abrangência e poderá atuar para defeitos além dos 130%, podendo acarretar em uma atuação indevida da Zona 2 destes relés com menos de 6 geradores ligados. Portanto, é necessário que sejam ajustadas as proteções de Zona 2 dos relés de distância para evitar problemas de atuação indevida em caso de faltas no sistema elétrico, nos cenários com menos de 6 geradores conectados.

Os ajustes recomendados de impedância para a Zona 2 dos relés de distância das linhas 1 e 2 para cada um dos seis cenários de geração devem ser conforme a Tabela 37 (36). Os ajustes de tempo para todos os cenários para a Zona 2 devem ser um pouco maiores que o tempo ajustado na Zona 1. Portanto, o ajuste de tempo recomendado é de 150ms.

Tabela 38: Ajustes recomendados para a Zona 2 da proteção de distância

Cenário	Ajuste do da Zona 2	
	Relé da linha 1 (Ω)	Relé da linha 2 (Ω)
1	1,45	1,48
2	1,36	1,39
3	1,23	1,25
4	1,13	1,15
5	1,00	1,02
6	0,86	0,87

Curto-Circuito no limite da Zona 4

A Zona 4 da proteção de distância é ajustada em 20Ω , abrangendo uma distância de 150km a partir da Subestação Pitanga, por uma linha de 345kV, local onde foi simulado um curto para todos os cenários. Os valores de corrente e tensão, apresentados na Tabela 38, também vão diminuindo à medida que são desligados os geradores. A Tabela 39 indica as impedâncias vistas pelos relés de distância para um curto a 150km em uma linha de 345kV (36).

À medida que vão se desligando geradores, a impedância aumenta para o curto no mesmo lugar. Isto significa que a Zona 4 está diminuindo sua abrangência e pode não atuar para defeitos entre 125km e 150km com menos de 6 geradores ligados. Portanto, é necessário que sejam ajustadas as proteções de Zona 4 dos relés de distância para evitar problemas de não atuação em caso de faltas, nos cenários com menos de 6 geradores conectados.

Os ajustes recomendados de impedância para a Zona 4 dos relés de distância das linhas 1 e 2 para cada um dos seis cenários de geração deve ser conforme a Tabela 40. Os ajustes de tempo para todos os cenários devem ser de 300ms para a Zona 4.

Tabela 39: Resultados obtidos para corrente de falta e tensão para um curto no limite da Zona 4

Cenário	$I_{falta\ linha\ 1}$ (A)	$\Theta_{linha\ 1}$ (graus)	$I_{falta\ linha\ 2}$ (A)	$\Theta_{linha\ 2}$ (graus)	$V_{Barra\ A1}$ (V)	$V_{Barra\ A2}$ (V)
1	1112,2	-82,66	1118,9	-82,92	111370,8	111654,8
2	1055,77	-82,79	1062,13	-83,04	109127,9	109370,5
3	997,6	-82,89	1003,61	-83,15	106524,5	106719,1
4	946,71	-82,96	952,41	-83,22	104559,8	104718,4
5	895,44	-83,1	900,84	-83,36	102287	102403,8
6	839,04	-83,19	844,09	-83,45	99946,8	100020,8

Tabela 40: Resultados obtidos para impedância vista pelos relés para um curto no limite da Zona 4

Cenário	Z_{linha1} (Ω)	Z_{linha2} (Ω)	R_{linha1} (Ω)	X_{linha1} (Ω)	R_{linha2} (Ω)	X_{linha2} (Ω)
1	20,027	19,958	2,559	19,863	2,460	19,806
2	20,673	20,595	2,595	20,509	2,496	20,443
3	21,356	21,267	2,643	21,192	2,537	21,115
4	22,089	21,990	2,707	21,923	2,596	21,836
5	22,846	22,735	2,745	22,681	2,629	22,583
6	23,824	23,699	2,825	23,656	2,703	23,544

Tabela 41: Ajustes recomendados para a Zona 4 da proteção de distância

Cenário	Ajuste do da Zona 4	
	Relé da linha 1 (Ω)	Relé da linha 2 (Ω)
1	20,00	20,00
2	20,00	20,00
3	20,00	20,00
4	20,00	20,00
5	20,00	20,00
6	20,00	20,00

Devido a uma limitação do Sistema Elétrico modelado no software PTW, no qual a barra infinita está na barra da SE Pitanga, pois não há acesso às informações de todas as linhas da própria SE Pitanga, um defeito modelado muito além desta barra, provoca o

Capítulo 4: Estudo de Caso na Indústria

aumento da impedância, diferente das simulações das Zonas 1 e 2 de Proteção de Distância anteriores. No entanto, como a distância física é muito grande, foi considerado que não é necessário alterar o ajuste para esta Zona de Proteção.

Capítulo 5: Análises e Conclusões

A entrada ou saída de geradores no sistema elétrico afeta diretamente a operação dos relés de proteção de sobrecorrente, subtensão e distância. Estes relés podem atuar indevidamente ou, em pior caso, não atuar para defeitos dentro de sua região de abrangência. Isto foi apresentado nesta dissertação, com auxílio de um caso real de atuação da proteção.

Atualmente os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica são projetados e operam baseados em fluxos de potência radiais, criando um desafio adicional para o aumento da GD. Para garantir que novos geradores distribuídos não afetem o bom desempenho da proteção do sistema elétrico, um estudo sobre os impactos dessa nova GD deve ser realizado antes da conexão de novos geradores ao sistema. Este estudo deu subsídios para rever a proteção do sistema elétrico e sugeriu novos ajustes, ou até mesmo novos relés de proteção.

Pode-se observar também que, mesmo com uma GD de pequeno porte, é necessário que o sistema de proteção seja revisto para que seus ajustes e sua filosofia sejam modificados em função da entrada de mais geração. No entanto, as normas vigentes exigem que em qualquer defeito no sistema elétrico, a GD seja desconectada rapidamente para evitar que o defeito continue sendo alimentado por qualquer fonte de geração. Uma forma de contornar a perda da geração é a criação de uma Microrrede, a qual se desconectará do sistema elétrico quando houver um defeito, mas continuará em funcionamento, pois manterá a GD ligada alimentando as cargas internas da Microrrede.

A mudança da filosofia de proteção de um sistema radial para um sistema bidirecional requer a utilização de proteções diferentes e métodos pouco utilizados em sistemas radiais, como a proteção de sobrecorrente direcional e seletividade lógica. Isto requer uma atualização dos dispositivos de proteção comumente instalados nos sistemas de transmissão e distribuição e a utilização de comunicação entre os dispositivos. Este investimento é necessário para que seja possível aumentar a disponibilidade de energia para o sistema elétrico, e evitar desligamentos desnecessários de parte do sistema.

5.1 Propostas de Continuidade

Sugestões para trabalhos futuros:

- Implantação da rede IEC 61850 para sistemas de proteção de linhas de transmissão e distribuição: Definir quais os requisitos e limitações para a utilização da rede IEC 61850 em sistemas de proteção de linhas de transmissão e distribuição, visando os Smart Grids;
- Duração da contribuição para o curto-circuito de Geradores Solares: Verificar qual é a duração da contribuição de um Gerador Solar para curto-circuitos em diversos pontos de um sistema elétrico, de forma a fornecer informações melhores para projetos de proteção;
- Configuração da proteção de consumidores que possuem GD: Identificar se as proteções de disjuntores e fusíveis que são instaladas atualmente funcionariam corretamente quando for instalada uma GD em uma residência ou comércio. Sugerir novos ajustes ou novos equipamentos de proteção se necessário;
- Desenvolvimento de um sistema inteligente para implantação da proteção adaptativa: Visto a necessidade de mudança de alguns parâmetros de proteção com a entrada em operação de mais geradores, determinar como poderia ser implantado um sistema que adaptasse as proteções em função da condição de geração;
- Operação em ilha de Geradores Solares e Eólicos: Definir quais os requisitos e limitações para permitir a operação de geradores solares e eólicos em ilha e realizar sincronismo com a rede;

5.2 Produção Científica

O presente trabalho contribuiu para o desenvolvimento de duas publicações, conforme Tabela 41.

Tabela 42: Publicações realizadas

Título da Publicação	Evento/Periódico
Influence of Distributed Generation in Transmission Lines Protection	Revista IEEE América Latina, volume 13 issue 9, 2015. Publicado em Novembro de 2015.
Influência da Geração Distribuída na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão	9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle – SEPOC 2015. Apresentado em 26 de agosto de 2015.

Referências Bibliográficas

1 CRUZ, J. L. C. **Geração Distribuída**. O Setor Elétrico, Edição 93 Outubro de 2013. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/1121-geracao-distribuida.html>. Acesso em: 10 setembro 2014.

2 GONÇALVES, L. F. **Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída**, UFRGS, 2004.

3 BORBA, J. **Sistema elétrico brasileiro tem mais de seis falhas por dia, diz ONS**. Folha de S. Paulo, 11 de março de 2013. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/1244577-sistema-eletrico-brasileiro-tem-mais-de-seis-falhas-por-dia-diz-ons.shtml>. Acesso em: 27 fevereiro 2014.

4 STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**, McGraw-Hill, São Paulo, 1987.

5 MATOS, M. A. **Introdução ao cálculo de curto-circuitos trifásicos simétricos pela norma CEI-909**. Notas de Aula, FEUP, 1996.

6 SWEETING, D. **Applying IEC, Fault Current Calculations**, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 48, n 2, Março/Abril 2012.

7 DE METZ-NOBLAT B. DUMAS, F. POULAIN, C. **Calculation of short-circuit currents**, Cahier technique n°158, Schneider-Electric, 2005.

8 Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems – IEEE Std 242-2001**.

9 LITTELFUSE. **What is a Protection Relay**. Disponível em: <http://www.littelfuse.com/products/protection-relays-and-controls/protection-relays/protection-relay-pages/what-is-a-protection-relay.aspx>. Acesso em: 8 de novembro de 2015.

10 Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. **IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**. IEEE Std C37.2-1996.

11 Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE Std 242-2001.

12 KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Edição do Autor, 3ª Ed. 2012. vols 1, 2 e 3.

13 GENERAL ELECTRIC. **GE Multilin 750/760 Feeder Management Relay**

Referências Bibliográficas

instruction manual. General Electric Digital Energy, 2011.

14 SCHNEIDER-ELECTIRC. **SEPAM Série 80 Medições e Proteções – Manual de Utilização.** Schneider-Electric, 2009.

15 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução nº 676, de 19 de dezembro de 2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003676.pdf>. Acesso em: 25 de outubro de 2013.

16 IEEE Standards Coordinating Committee 21. **Distributed resources with electric Power systems**, IEEE Std 1547, 2003.

17 ANDERSON, P. M. **Power System Protection.** A John Wiley&Sons, Inc. IEEE Press power engineering series, 1999.

18 FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER III, E.O. **Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems.** Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2010.

19 MAEZONO, P. K., **Proteção de Geradores.** Vitrus Consultoria e Serviços Ltda, Edição 2, 2004.

20 Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE. **O que é Geração Distribuída.** Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. Acesso em: 04 abril 2013.

21 Decreto Nº 5163, 30 de julho de 2004.

22 LOCALPOWER. **Solar photovoltaic panels.** Disponível em : <http://www.localpower.org> . Acesso em: 04 dezembro 2013.

23 KUMAR, P. A. SHANKAR J. NAGARAJU, Y. **Protection Issues in Micro Grid.** International Journal of Applied Control, Electrical and Electronics Engineering (IJACEEE) Volume 1, Number 1, May 2013.

24 Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. **Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems**, IEEE, 2006.

25 POTA, H. R. MAHMUD, M. A. HOSSAIN, M. J. **Analysis of Voltage Rise Effect on Distribution Network with Distributed Generation.** The University of New South Wales, 2011.

26 HAFFNER, S. **Modelagem e Análise de Sistemas Elétricos em Regime Permanente.** Notas de aula.

27 FREITAS, W. VIEIRA Jr., J. C. M. FRANÇA, A. M. SILVA, L. C. P. COSTA, V. F. **Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor tipo gaiola de esquilo para Aplicação em Geração Distribuída.** Revista controle & Automação, vol 16 nº 3, Agosto e Setembro 2005.

Referências Bibliográficas

- 28 HOMRICH, G. **Regulação de Tensão em Geradores de Indução**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2013.
- 29 RAHMAN, S. A. VARMA, R. K. VANDERHEIDE, T. **Generalised model of a photovoltaic panel**. IET Renewable Power Generation, 2013.
- 30 MA, T. YANG, H. LU, L. **Solar photovoltaic system modeling and performance prediction**. Renewable and Sustainable Energi Reviews 36, 2014 304-315.
- 31 PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation**. Taylor & Francis Group, 2ª ed. 2006.
- 32 ALCÂNTARA, M. V. P. **Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica**. Revista O Setor Elétrico, edição 71. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed71_fasc_smart_grids_c ap7.pdf. Acesso em: 27 outubro 2014.
- 33 ANDERSSON, G. **Power System Analysis**. Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zurich, Setembro 2012.
- 34 GEIDL, M. **Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art**. Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 20 Julho 2005.
- 35 MATOS, S. P. S. ENCARNAÇÃO, L. F. **Influence of Distributed Generation in Transmission Lines Protection**. IEEE Latin America Transactions, volume 13 issue 9, 2015.
- 36 SALLES, M. T. **Análise do Comportamento das Proteções do Sistema Elétrico de uma Indústria em Várias Condições Operacionais de Geração**. Instituto Federal do Espírito Santo, 2014.

Anexo A - IEEE Std C37.2-2008 - Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations

Número da função	Nome da função de proteção
1	Elemento Principal
2	Função de partida / Fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de seqüência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de Distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Voltz/hertz
25	Relé de Check de Sincronismo
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de Subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé Direcional de Potência
33	Chave de Posicionamento
34	Chave de seqüência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de Perda de excitação (perda de campo)
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de seqüência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de Desbalanço de corrente (seqüência negativa)
47	Relé de seqüência de tensão

Anexo A

48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé de Sobrecarga térmica
50	Relé de Sobrecorrente instantânea
51	Relé de Sobrecorrente temporizada
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de Sobretensão
60	Relé de balanço de tensão / queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé de Sobrecorrente Direcional
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de Sub/Sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção Diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 a 99	Usado para aplicações específicas

Sufixo	Significado do Sufixo
N	Neutro
T	Transformador
G	Gerador
GS	Ground Sensor
L	Nível baixo
H	Nível alto

Anexo B – Módulo Fotovoltaico Mitsubishi PV-UD185MF5

UD5 series PV-UD185MF5 185Wp

Photovoltaic Modules

Mitsubishi Electric is a global leader in providing superior-quality photovoltaic modules to businesses and residences around the world. With more than 35 years experience in the photovoltaic industry, we manufacture products that are designed and built for optimal efficiency and reliability. With a name like Mitsubishi Electric, you can be sure you're getting the best.

Excellent Workmanship

For more than three decades, we have been perfecting our PV modules to bring you the highest quality products possible. Superior craftsmanship, engineering excellence and attention to the finest detail ensure longevity and optimal performance.

- Flush-mounted frame screws reduce installation space
- Lower slope of module frame prevents accumulation of dust
- Straight tabs ensure integrity of electrical connections
- 25-year warranty guarantees power output

High Efficiency

Our modules are designed with high efficiency and high power output in mind to utilize limited space while giving you a higher return on investment.

- Power tolerance of +/- 3% (+3/-0% per carton)
- High power output in real life conditions
- Solder-free cells for increased efficiency
- Bypass diode maximizes power output in shaded conditions
- Back film and high-transmittance glass to aide in increased light absorption

Safe and Durable

Engineered to withstand tough outdoor conditions, our modules are among the most durable in the industry. Designed for fast and easy installation, Mitsubishi Electric solar panels are lightweight and include the latest safety features like triple layer J-boxes, tempered glass and locking connectors.

- Triple layer Junction box reduces risk of arcing and shortages
- Tempered glass for safety
- Lightweight (37 lbs) for a faster, safer installation
- Corrosion-resistant anodized frame
- Modules support up to 5,400 Pa (112 lbf/ft²)

Eco-friendly

From our manufacturing process to our recyclable packaging, we have made a true commitment to protect the environment. For us, it's not just the end product that counts, but the entire production cycle.

- 100% lead-free solder in all of our modules
- ISO 14001 certified for eco-friendly manufacturing processes
- Minimal cardboard packaging and recyclable steel pallets



Technical Specifications

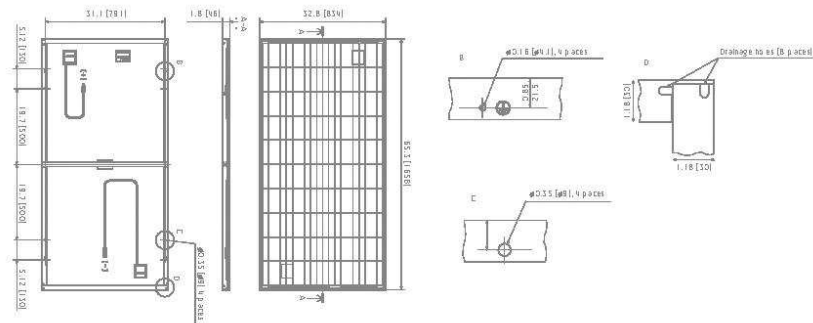


Mitsubishi Electric Photovoltaic Module

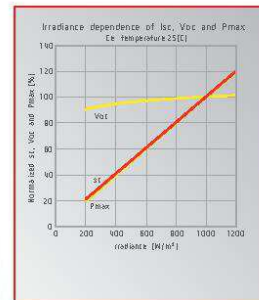
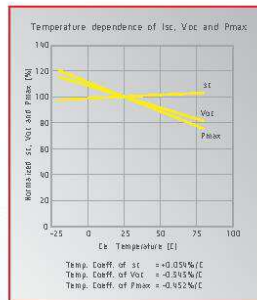
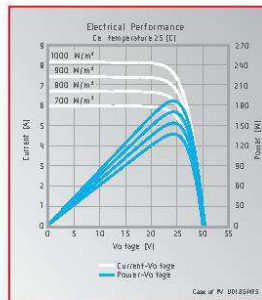
Specification Sheet

Manufacturer	MITSUBISHI ELECTRIC
Model name	PV-U0185MF5
Cell type	Polycrystalline Silicon, 156 mm x 156 mm
Number of cells	50 cells in a series
Maximum power rating (Pmax)	185W
Warranted minimum Pmax	179.5W
Tolerance of maximum power rating	+3/-3%
PV USA test condition rating (PTC)	164.7
Open circuit voltage (Voc)	30.6V
Short circuit current (Isc)	8.13A
Maximum power voltage (Vmp)	24.4V
Maximum power current (Imp)	7.58A
Normal operating cell temperature (NOCT)	47.5 degree C
Maximum system voltage	DC 600V
Fuse rating	15A
Dimensions	65.3 x 32.8 x 1.8 Inch (1658 x 834 x 46 mm)
Weight	37 lbs (17 kg)
Static load test passed	5,400 Pa (112 lbf/ft²)
Number of modules per pallet	20
Number of modules per container (40 ft. container)	560
Packing contents	2 pcs - 1 carton
Output terminal	Positive: 31.5±2 Inch (800±50 mm) / Negative: 49.2±2 Inch (1250±50 mm) with MC connector (PV-KBT4/6 -UR, PV-KST4/6 -UR)
Module efficiency	13.4%
Certifications	IEC61215 2nd Edition, UL1703
Fire rating	Class C

Drawings and Dimensions Unit: inch (mm)



Electrical Characteristics



Mitsubishi Electric & Electronics USA, Inc.
 5665 Plaza Drive, Cypress, CA 90630-0007
 Telephone: 714-220-2500 Email: pv@meus.mea.com
www.mitsubishielectricsolar.com

Anexo C – Resumo das simulações de curto-circuito no PTW

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
Barra SE Campo Grande	Isc 3P (A)	7435	7454	7474
Barra SE Campo Grande	Isc 3P Angle (deg)	-88,80	-88,78	-88,77
Barra SE Campo Grande	Isc SLG (A)	8402	8419	8435
Barra SE Campo Grande	Isc SLG Angle (deg)	-89,08	-89,07	-89,06
Barra SE Campo Grande	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-10	Isc 3P (A)	6069	6088	6108
BUS-10	Isc 3P Angle (deg)	-82,45	-82,45	-82,46
BUS-10	Isc SLG (A)	5762	5774	5785
BUS-10	Isc SLG Angle (deg)	-79,22	-79,21	-79,21
BUS-10	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-100	Isc 3P (A)	4623	4634	4645
BUS-100	Isc 3P Angle (deg)	-79,50	-79,48	-79,47
BUS-100	Isc SLG (A)	3806	3811	3816
BUS-100	Isc SLG Angle (deg)	-74,37	-74,35	-74,34
BUS-100	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-101	Isc 3P (A)	4660	4671	4682
BUS-101	Isc 3P Angle (deg)	-79,62	-79,60	-79,59
BUS-101	Isc SLG (A)	3850	3855	3860
BUS-101	Isc SLG Angle (deg)	-74,50	-74,49	-74,47
BUS-101	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-102	Isc 3P (A)	4699	4710	4722
BUS-102	Isc 3P Angle (deg)	-79,74	-79,73	-79,72
BUS-102	Isc SLG (A)	3898	3903	3908
BUS-102	Isc SLG Angle (deg)	-74,65	-74,64	-74,62
BUS-102	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-103	Isc 3P (A)	4319	4329	4338
BUS-103	Isc 3P Angle (deg)	-72,17	-72,14	-72,11
BUS-103	Isc SLG (A)	3474	3478	3482
BUS-103	Isc SLG Angle (deg)	-68,86	-68,84	-68,82
BUS-103	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-105	Isc 3P (A)	4721	4732	4743
BUS-105	Isc 3P Angle (deg)	-78,05	-78,03	-78,02
BUS-105	Isc SLG (A)	3924	3929	3934
BUS-105	Isc SLG Angle (deg)	-73,46	-73,45	-73,43
BUS-105	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-106	Isc 3P (A)	4519	4529	4539
BUS-106	Isc 3P Angle (deg)	-72,82	-72,79	-72,76
BUS-106	Isc SLG (A)	3600	3605	3609
BUS-106	Isc SLG Angle (deg)	-69,94	-69,92	-69,90
BUS-106	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-107	Isc 3P (A)	4564	4574	4584
BUS-107	Isc 3P Angle (deg)	-73,51	-73,48	-73,45
BUS-107	Isc SLG (A)	3656	3660	3665
BUS-107	Isc SLG Angle (deg)	-70,42	-70,40	-70,38
BUS-107	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-109	Isc 3P (A)	4435	4445	4454

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-109	Isc 3P Angle (deg)	-72,44	-72,41	-72,38
BUS-109	Isc SLG (A)	3508	3512	3516
BUS-109	Isc SLG Angle (deg)	-69,61	-69,59	-69,57
BUS-109	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-11	Isc 3P (A)	6090	6109	6128
BUS-11	Isc 3P Angle (deg)	-84,29	-84,28	-84,28
BUS-11	Isc SLG (A)	5857	5869	5880
BUS-11	Isc SLG Angle (deg)	-80,78	-80,77	-80,76
BUS-11	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-113	Isc 3P (A)	4610	4621	4632
BUS-113	Isc 3P Angle (deg)	-75,23	-75,21	-75,18
BUS-113	Isc SLG (A)	3731	3735	3740
BUS-113	Isc SLG Angle (deg)	-71,56	-71,54	-71,53
BUS-113	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-116	Isc 3P (A)	5027	5039	5052
BUS-116	Isc 3P Angle (deg)	-76,78	-76,76	-76,74
BUS-116	Isc SLG (A)	4238	4244	4249
BUS-116	Isc SLG Angle (deg)	-73,15	-73,13	-73,11
BUS-116	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-118	Isc 3P (A)	5002	5015	5028
BUS-118	Isc 3P Angle (deg)	-76,40	-76,37	-76,35
BUS-118	Isc SLG (A)	4202	4208	4214
BUS-118	Isc SLG Angle (deg)	-72,85	-72,84	-72,82
BUS-118	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-122	Isc 3P (A)	5286	5301	5315
BUS-122	Isc 3P Angle (deg)	-81,65	-81,64	-81,63
BUS-122	Isc SLG (A)	4656	4663	4670
BUS-122	Isc SLG Angle (deg)	-77,00	-76,99	-76,97
BUS-122	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-124	Isc 3P (A)	5344	5358	5373
BUS-124	Isc 3P Angle (deg)	-81,83	-81,82	-81,81
BUS-124	Isc SLG (A)	4735	4742	4750
BUS-124	Isc SLG Angle (deg)	-77,25	-77,23	-77,22
BUS-124	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-125	Isc 3P (A)	5606	5622	5638
BUS-125	Isc 3P Angle (deg)	-81,35	-81,33	-81,32
BUS-125	Isc SLG (A)	5110	5119	5127
BUS-125	Isc SLG Angle (deg)	-77,30	-77,28	-77,27
BUS-125	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-126	Isc 3P (A)	5557	5572	5588
BUS-126	Isc 3P Angle (deg)	-82,53	-82,52	-82,51
BUS-126	Isc SLG (A)	5037	5045	5054
BUS-126	Isc SLG Angle (deg)	-78,19	-78,18	-78,17
BUS-126	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-127	Isc 3P (A)	5615	5631	5647
BUS-127	Isc 3P Angle (deg)	-82,72	-82,71	-82,70
BUS-127	Isc SLG (A)	5122	5131	5139
BUS-127	Isc SLG Angle (deg)	-78,46	-78,44	-78,43
BUS-127	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-128	Isc 3P (A)	5857	5874	5892
BUS-128	Isc 3P Angle (deg)	-81,86	-81,85	-81,84
BUS-128	Isc SLG (A)	5488	5498	5508

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-128	Isc SLG Angle (deg)	-78,19	-78,18	-78,16
BUS-128	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-129	Isc 3P (A)	5791	5808	5825
BUS-129	Isc 3P Angle (deg)	-83,30	-83,29	-83,29
BUS-129	Isc SLG (A)	5386	5395	5405
BUS-129	Isc SLG Angle (deg)	-79,29	-79,27	-79,26
BUS-129	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-130	Isc 3P (A)	5578	5594	5610
BUS-130	Isc 3P Angle (deg)	-78,28	-78,26	-78,24
BUS-130	Isc SLG (A)	5078	5086	5095
BUS-130	Isc SLG Angle (deg)	-74,76	-74,74	-74,72
BUS-130	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-132	Isc 3P (A)	5222	5237	5251
BUS-132	Isc 3P Angle (deg)	-71,41	-71,38	-71,36
BUS-132	Isc SLG (A)	4517	4524	4531
BUS-132	Isc SLG Angle (deg)	-69,42	-69,41	-69,39
BUS-132	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-136	Isc 3P (A)	6618	6638	6657
BUS-136	Isc 3P Angle (deg)	-86,04	-86,03	-86,03
BUS-136	Isc SLG (A)	6768	6781	6795
BUS-136	Isc SLG Angle (deg)	-83,69	-83,68	-83,68
BUS-136	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-138	Isc 3P (A)	4402	4412	4421
BUS-138	Isc 3P Angle (deg)	-71,05	-71,02	-70,99
BUS-138	Isc SLG (A)	3460	3463	3467
BUS-138	Isc SLG Angle (deg)	-68,73	-68,71	-68,69
BUS-138	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-139	Isc 3P (A)	4714	4725	4737
BUS-139	Isc 3P Angle (deg)	-79,79	-79,78	-79,77
BUS-139	Isc SLG (A)	3916	3921	3927
BUS-139	Isc SLG Angle (deg)	-74,71	-74,69	-74,68
BUS-139	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-140	Isc 3P (A)	5460	5476	5492
BUS-140	Isc 3P Angle (deg)	-74,13	-74,11	-74,09
BUS-140	Isc SLG (A)	4809	4817	4825
BUS-140	Isc SLG Angle (deg)	-71,75	-71,73	-71,72
BUS-140	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-141	Isc 3P (A)	4689	4700	4711
BUS-141	Isc 3P Angle (deg)	-76,54	-76,52	-76,50
BUS-141	Isc SLG (A)	3837	3842	3847
BUS-141	Isc SLG Angle (deg)	-72,51	-72,49	-72,48
BUS-141	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-142	Isc 3P (A)	4898	4910	4922
BUS-142	Isc 3P Angle (deg)	-74,77	-74,75	-74,72
BUS-142	Isc SLG (A)	4055	4060	4066
BUS-142	Isc SLG Angle (deg)	-71,64	-71,62	-71,60
BUS-142	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-146	Isc 3P (A)	4973	4985	4997
BUS-146	Isc 3P Angle (deg)	-75,93	-75,90	-75,88
BUS-146	Isc SLG (A)	4159	4165	4171
BUS-146	Isc SLG Angle (deg)	-72,50	-72,48	-72,46
BUS-146	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-150	Isc 3P (A)	5048	5061	5074
BUS-150	Isc 3P Angle (deg)	-80,87	-80,86	-80,85
BUS-150	Isc SLG (A)	4337	4343	4350
BUS-150	Isc SLG Angle (deg)	-76,01	-75,99	-75,98
BUS-150	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-151	Isc 3P (A)	4870	4882	4895
BUS-151	Isc 3P Angle (deg)	-80,30	-80,28	-80,27
BUS-151	Isc SLG (A)	4110	4115	4121
BUS-151	Isc SLG Angle (deg)	-75,30	-75,29	-75,28
BUS-151	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-158	Isc 3P (A)	4729	4741	4752
BUS-158	Isc 3P Angle (deg)	-77,23	-77,21	-77,19
BUS-158	Isc SLG (A)	3893	3898	3903
BUS-158	Isc SLG Angle (deg)	-73,02	-73,00	-72,99
BUS-158	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-159	Isc 3P (A)	4488	4498	4508
BUS-159	Isc 3P Angle (deg)	-74,55	-74,53	-74,50
BUS-159	Isc SLG (A)	3656	3660	3665
BUS-159	Isc SLG Angle (deg)	-70,69	-70,67	-70,65
BUS-159	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-160	Isc 3P (A)	4815	4827	4839
BUS-160	Isc 3P Angle (deg)	-79,71	-79,69	-79,68
BUS-160	Isc SLG (A)	4040	4046	4051
BUS-160	Isc SLG Angle (deg)	-74,79	-74,77	-74,76
BUS-160	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-163	Isc 3P (A)	4470	4480	4490
BUS-163	Isc 3P Angle (deg)	-72,98	-72,95	-72,92
BUS-163	Isc SLG (A)	3551	3555	3559
BUS-163	Isc SLG Angle (deg)	-69,98	-69,96	-69,94
BUS-163	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-165	Isc 3P (A)	4637	4647	4658
BUS-165	Isc 3P Angle (deg)	-75,66	-75,64	-75,62
BUS-165	Isc SLG (A)	3766	3770	3775
BUS-165	Isc SLG Angle (deg)	-71,87	-71,85	-71,84
BUS-165	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-170	Isc 3P (A)	4816	4828	4840
BUS-170	Isc 3P Angle (deg)	-77,64	-77,62	-77,60
BUS-170	Isc SLG (A)	3998	4003	4008
BUS-170	Isc SLG Angle (deg)	-73,41	-73,40	-73,38
BUS-170	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-2	Isc 3P (A)	4750	4761	4773
BUS-2	Isc 3P Angle (deg)	-79,91	-79,89	-79,88
BUS-2	Isc SLG (A)	3960	3965	3970
BUS-2	Isc SLG Angle (deg)	-74,84	-74,83	-74,81
BUS-2	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-20	Isc 3P (A)	4847	4858	4870
BUS-20	Isc 3P Angle (deg)	-80,22	-80,21	-80,19
BUS-20	Isc SLG (A)	4080	4085	4091
BUS-20	Isc SLG Angle (deg)	-75,21	-75,20	-75,18
BUS-20	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-21	Isc 3P (A)	4950	4963	4975
BUS-21	Isc 3P Angle (deg)	-75,49	-75,46	-75,44

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-21	Isc SLG (A)	4138	4143	4149
BUS-21	Isc SLG Angle (deg)	-72,13	-72,11	-72,09
BUS-21	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-22	Isc 3P (A)	5479	5494	5509
BUS-22	Isc 3P Angle (deg)	-82,28	-82,27	-82,26
BUS-22	Isc SLG (A)	4925	4933	4941
BUS-22	Isc SLG Angle (deg)	-77,84	-77,83	-77,82
BUS-22	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-24	Isc 3P (A)	6453	6472	6492
BUS-24	Isc 3P Angle (deg)	-85,49	-85,48	-85,48
BUS-24	Isc SLG (A)	6471	6484	6497
BUS-24	Isc SLG Angle (deg)	-82,74	-82,73	-82,72
BUS-24	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-25	Isc 3P (A)	4628	4639	4650
BUS-25	Isc 3P Angle (deg)	-79,26	-79,24	-79,23
BUS-25	Isc SLG (A)	3811	3816	3820
BUS-25	Isc SLG Angle (deg)	-74,21	-74,20	-74,18
BUS-25	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-28	Isc 3P (A)	4747	4759	4770
BUS-28	Isc 3P Angle (deg)	-79,33	-79,32	-79,30
BUS-28	Isc SLG (A)	3956	3962	3967
BUS-28	Isc SLG Angle (deg)	-74,42	-74,40	-74,39
BUS-28	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-31	Isc 3P (A)	4794	4806	4817
BUS-31	Isc 3P Angle (deg)	-79,04	-79,03	-79,01
BUS-31	Isc SLG (A)	4008	4014	4019
BUS-31	Isc SLG Angle (deg)	-74,33	-74,31	-74,30
BUS-31	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-34	Isc 3P (A)	5230	5244	5258
BUS-34	Isc 3P Angle (deg)	-81,46	-81,45	-81,44
BUS-34	Isc SLG (A)	4579	4586	4593
BUS-34	Isc SLG Angle (deg)	-76,76	-76,75	-76,73
BUS-34	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-35	Isc 3P (A)	5535	5550	5566
BUS-35	Isc 3P Angle (deg)	-82,05	-82,04	-82,03
BUS-35	Isc SLG (A)	5005	5014	5022
BUS-35	Isc SLG Angle (deg)	-77,76	-77,74	-77,73
BUS-35	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-38	Isc 3P (A)	6953	6972	6992
BUS-38	Isc 3P Angle (deg)	-87,16	-87,15	-87,14
BUS-38	Isc SLG (A)	7402	7416	7431
BUS-38	Isc SLG Angle (deg)	-85,76	-85,75	-85,74
BUS-38	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-4	Isc 3P (A)	5526	5542	5558
BUS-4	Isc 3P Angle (deg)	-82,43	-82,42	-82,41
BUS-4	Isc SLG (A)	4993	5002	5010
BUS-4	Isc SLG Angle (deg)	-78,05	-78,04	-78,03
BUS-4	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-40	Isc 3P (A)	6385	6405	6424
BUS-40	Isc 3P Angle (deg)	-85,26	-85,26	-85,25
BUS-40	Isc SLG (A)	6352	6365	6378
BUS-40	Isc SLG Angle (deg)	-82,36	-82,35	-82,34

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-40	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-42	Isc 3P (A)	4844	4855	4867
BUS-42	Isc 3P Angle (deg)	-73,96	-73,93	-73,90
BUS-42	Isc SLG (A)	3982	3987	3992
BUS-42	Isc SLG Angle (deg)	-71,04	-71,02	-71,00
BUS-42	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-44	Isc 3P (A)	4543	4554	4564
BUS-44	Isc 3P Angle (deg)	-75,36	-75,34	-75,31
BUS-44	Isc SLG (A)	3718	3722	3727
BUS-44	Isc SLG Angle (deg)	-71,32	-71,30	-71,28
BUS-44	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-45	Isc 3P (A)	5346	5361	5376
BUS-45	Isc 3P Angle (deg)	-72,80	-72,78	-72,76
BUS-45	Isc SLG (A)	4666	4674	4681
BUS-45	Isc SLG Angle (deg)	-70,60	-70,59	-70,57
BUS-45	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-46	Isc 3P (A)	6200	6220	6240
BUS-46	Isc 3P Angle (deg)	-84,65	-84,65	-84,64
BUS-46	Isc SLG (A)	6038	6051	6063
BUS-46	Isc SLG Angle (deg)	-81,35	-81,34	-81,34
BUS-46	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-48	Isc 3P (A)	5584	5600	5616
BUS-48	Isc 3P Angle (deg)	-82,06	-82,05	-82,04
BUS-48	Isc SLG (A)	5078	5086	5095
BUS-48	Isc SLG Angle (deg)	-77,85	-77,84	-77,83
BUS-48	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-49	Isc 3P (A)	4924	4936	4949
BUS-49	Isc 3P Angle (deg)	-80,47	-80,46	-80,45
BUS-49	Isc SLG (A)	4178	4183	4189
BUS-49	Isc SLG Angle (deg)	-75,51	-75,50	-75,49
BUS-49	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-5	Isc 3P (A)	4983	4995	5007
BUS-5	Isc 3P Angle (deg)	-76,08	-76,06	-76,04
BUS-5	Isc SLG (A)	4174	4179	4185
BUS-5	Isc SLG Angle (deg)	-72,62	-72,60	-72,58
BUS-5	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-50	Isc 3P (A)	4574	4585	4595
BUS-50	Isc 3P Angle (deg)	-75,82	-75,80	-75,77
BUS-50	Isc SLG (A)	3753	3757	3762
BUS-50	Isc SLG Angle (deg)	-71,68	-71,66	-71,65
BUS-50	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-51	Isc 3P (A)	4359	4368	4377
BUS-51	Isc 3P Angle (deg)	-71,27	-71,24	-71,21
BUS-51	Isc SLG (A)	3417	3421	3425
BUS-51	Isc SLG Angle (deg)	-68,82	-68,80	-68,78
BUS-51	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-52	Isc 3P (A)	4444	4454	4464
BUS-52	Isc 3P Angle (deg)	-72,58	-72,55	-72,52
BUS-52	Isc SLG (A)	3520	3524	3528
BUS-52	Isc SLG Angle (deg)	-69,71	-69,69	-69,67
BUS-52	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-55	Isc 3P (A)	5104	5117	5130

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-55	Isc 3P Angle (deg)	-78,03	-78,01	-77,99
BUS-55	Isc SLG (A)	4353	4360	4366
BUS-55	Isc SLG Angle (deg)	-74,12	-74,10	-74,08
BUS-55	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-56	Isc 3P (A)	5681	5697	5714
BUS-56	Isc 3P Angle (deg)	-82,94	-82,93	-82,92
BUS-56	Isc SLG (A)	5220	5229	5238
BUS-56	Isc SLG Angle (deg)	-78,76	-78,75	-78,74
BUS-56	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-57	Isc 3P (A)	5286	5300	5315
BUS-57	Isc 3P Angle (deg)	-72,12	-72,10	-72,07
BUS-57	Isc SLG (A)	4593	4600	4608
BUS-57	Isc SLG Angle (deg)	-70,02	-70,01	-69,99
BUS-57	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-58	Isc 3P (A)	5026	5038	5051
BUS-58	Isc 3P Angle (deg)	-76,77	-76,74	-76,72
BUS-58	Isc SLG (A)	4236	4242	4248
BUS-58	Isc SLG Angle (deg)	-73,14	-73,12	-73,10
BUS-58	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-60	Isc 3P (A)	5796	5813	5830
BUS-60	Isc 3P Angle (deg)	-82,36	-82,36	-82,35
BUS-60	Isc SLG (A)	5389	5399	5409
BUS-60	Isc SLG Angle (deg)	-78,52	-78,51	-78,50
BUS-60	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-62	Isc 3P (A)	6615	6635	6655
BUS-62	Isc 3P Angle (deg)	-86,03	-86,02	-86,02
BUS-62	Isc SLG (A)	6763	6776	6790
BUS-62	Isc SLG Angle (deg)	-83,68	-83,67	-83,66
BUS-62	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-63	Isc 3P (A)	7036	7055	7074
BUS-63	Isc 3P Angle (deg)	-87,44	-87,43	-87,42
BUS-63	Isc SLG (A)	7567	7582	7597
BUS-63	Isc SLG Angle (deg)	-86,30	-86,29	-86,28
BUS-63	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-65	Isc 3P (A)	4737	4748	4759
BUS-65	Isc 3P Angle (deg)	-79,69	-79,68	-79,66
BUS-65	Isc SLG (A)	3944	3949	3954
BUS-65	Isc SLG Angle (deg)	-74,66	-74,65	-74,63
BUS-65	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-66	Isc 3P (A)	5707	5725	5742
BUS-66	Isc 3P Angle (deg)	-76,96	-76,95	-76,94
BUS-66	Isc SLG (A)	5107	5116	5125
BUS-66	Isc SLG Angle (deg)	-74,34	-74,33	-74,32
BUS-66	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-67	Isc 3P (A)	4706	4717	4728
BUS-67	Isc 3P Angle (deg)	-77,81	-77,79	-77,78
BUS-67	Isc SLG (A)	3906	3911	3916
BUS-67	Isc SLG Angle (deg)	-73,27	-73,25	-73,24
BUS-67	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-69	Isc 3P (A)	7108	7128	7147
BUS-69	Isc 3P Angle (deg)	-87,69	-87,68	-87,67
BUS-69	Isc SLG (A)	7713	7729	7744

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-69	Isc SLG Angle (deg)	-86,79	-86,78	-86,77
BUS-69	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-7	Isc 3P (A)	4951	4963	4976
BUS-7	Isc 3P Angle (deg)	-75,59	-75,57	-75,54
BUS-7	Isc SLG (A)	4129	4134	4140
BUS-7	Isc SLG Angle (deg)	-72,25	-72,23	-72,21
BUS-7	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-70	Isc 3P (A)	5438	5453	5469
BUS-70	Isc 3P Angle (deg)	-81,65	-81,63	-81,62
BUS-70	Isc SLG (A)	4866	4874	4882
BUS-70	Isc SLG Angle (deg)	-77,27	-77,25	-77,24
BUS-70	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-73	Isc 3P (A)	5206	5220	5234
BUS-73	Isc 3P Angle (deg)	-80,95	-80,94	-80,92
BUS-73	Isc SLG (A)	4548	4555	4562
BUS-73	Isc SLG Angle (deg)	-76,31	-76,30	-76,29
BUS-73	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-74	Isc 3P (A)	6007	6026	6045
BUS-74	Isc 3P Angle (deg)	-81,45	-81,45	-81,45
BUS-74	Isc SLG (A)	5640	5651	5662
BUS-74	Isc SLG Angle (deg)	-78,29	-78,28	-78,28
BUS-74	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-75	Isc 3P (A)	5737	5755	5772
BUS-75	Isc 3P Angle (deg)	-77,39	-77,38	-77,37
BUS-75	Isc SLG (A)	5156	5165	5175
BUS-75	Isc SLG Angle (deg)	-74,70	-74,69	-74,67
BUS-75	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-76	Isc 3P (A)	5876	5893	5911
BUS-76	Isc 3P Angle (deg)	-83,58	-83,57	-83,57
BUS-76	Isc SLG (A)	5516	5526	5537
BUS-76	Isc SLG Angle (deg)	-79,70	-79,69	-79,68
BUS-76	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-77	Isc 3P (A)	5923	5942	5961
BUS-77	Isc 3P Angle (deg)	-80,28	-80,28	-80,27
BUS-77	Isc SLG (A)	5536	5547	5558
BUS-77	Isc SLG Angle (deg)	-77,11	-77,10	-77,10
BUS-77	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-78	Isc 3P (A)	4768	4779	4791
BUS-78	Isc 3P Angle (deg)	-79,67	-79,65	-79,64
BUS-78	Isc SLG (A)	3982	3987	3992
BUS-78	Isc SLG Angle (deg)	-74,69	-74,67	-74,66
BUS-78	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-79	Isc 3P (A)	4721	4732	4744
BUS-79	Isc 3P Angle (deg)	-78,91	-78,90	-78,88
BUS-79	Isc SLG (A)	3925	3930	3935
BUS-79	Isc SLG Angle (deg)	-74,08	-74,06	-74,05
BUS-79	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-8	Isc 3P (A)	5182	5195	5209
BUS-8	Isc 3P Angle (deg)	-79,33	-79,31	-79,30
BUS-8	Isc SLG (A)	4475	4482	4489
BUS-8	Isc SLG Angle (deg)	-75,15	-75,13	-75,12
BUS-8	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-81	Isc 3P (A)	6289	6308	6327
BUS-81	Isc 3P Angle (deg)	-84,94	-84,94	-84,93
BUS-81	Isc SLG (A)	6187	6200	6212
BUS-81	Isc SLG Angle (deg)	-81,83	-81,82	-81,81
BUS-81	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-82	Isc 3P (A)	5951	5969	5987
BUS-82	Isc 3P Angle (deg)	-83,82	-83,82	-83,81
BUS-82	Isc SLG (A)	5633	5644	5655
BUS-82	Isc SLG Angle (deg)	-80,07	-80,06	-80,05
BUS-82	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-85	Isc 3P (A)	4740	4751	4763
BUS-85	Isc 3P Angle (deg)	-79,88	-79,86	-79,85
BUS-85	Isc SLG (A)	3948	3953	3958
BUS-85	Isc SLG Angle (deg)	-74,80	-74,79	-74,77
BUS-85	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-87	Isc 3P (A)	4772	4783	4795
BUS-87	Isc 3P Angle (deg)	-78,85	-78,83	-78,82
BUS-87	Isc SLG (A)	3985	3991	3996
BUS-87	Isc SLG Angle (deg)	-74,11	-74,09	-74,08
BUS-87	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-89	Isc 3P (A)	4987	4999	5012
BUS-89	Isc 3P Angle (deg)	-80,67	-80,66	-80,65
BUS-89	Isc SLG (A)	4258	4264	4270
BUS-89	Isc SLG Angle (deg)	-75,76	-75,75	-75,73
BUS-89	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-90	Isc 3P (A)	4792	4803	4815
BUS-90	Isc 3P Angle (deg)	-80,04	-80,03	-80,02
BUS-90	Isc SLG (A)	4011	4017	4022
BUS-90	Isc SLG Angle (deg)	-75,00	-74,99	-74,97
BUS-90	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-92	Isc 3P (A)	5186	5200	5214
BUS-92	Isc 3P Angle (deg)	-79,69	-79,67	-79,66
BUS-92	Isc SLG (A)	4516	4523	4530
BUS-92	Isc SLG Angle (deg)	-75,35	-75,33	-75,32
BUS-92	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-93	Isc 3P (A)	5142	5156	5169
BUS-93	Isc 3P Angle (deg)	-81,18	-81,17	-81,16
BUS-93	Isc SLG (A)	4461	4468	4475
BUS-93	Isc SLG Angle (deg)	-76,39	-76,38	-76,37
BUS-93	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-96	Isc 3P (A)	4767	4779	4790
BUS-96	Isc 3P Angle (deg)	-77,89	-77,87	-77,85
BUS-96	Isc SLG (A)	3948	3953	3958
BUS-96	Isc SLG Angle (deg)	-73,51	-73,49	-73,48
BUS-96	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-97	Isc 3P (A)	4821	4833	4845
BUS-97	Isc 3P Angle (deg)	-78,84	-78,82	-78,81
BUS-97	Isc SLG (A)	4027	4032	4038
BUS-97	Isc SLG Angle (deg)	-74,23	-74,21	-74,20
BUS-97	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00
BUS-99	Isc 3P (A)	4894	4906	4918
BUS-99	Isc 3P Angle (deg)	-80,37	-80,36	-80,35

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
BUS-99	Isc SLG (A)	4139	4145	4151
BUS-99	Isc SLG Angle (deg)	-75,40	-75,38	-75,37
BUS-99	Prefault Volt (V)	0,00	0,00	0,00

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
1 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,14
1 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,81
1 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7348,47	7348,47	7348,47
1 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-88,50	-88,50	-88,50
1 - #336	Isc SLG (A)	0,00	14,74	29,45
1 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-84,12	-84,10
1 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	8215,39	8217,10	8218,81
1 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-88,46	-88,46	-88,45
10 - #50	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,18
10 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,84
10 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	6068,86	6068,86	6068,86
10 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,45	-82,45	-82,45
10 - #50	Isc SLG (A)	0,00	12,54	25,05
10 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-80,56	-80,55
10 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5761,96	5761,33	5760,71
10 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-79,22	-79,21	-79,21
100 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
100 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
100 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4622,95	4633,77	4644,57
100 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,50	-79,48	-79,47
100 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
100 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
100 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3806,03	3810,85	3815,65
100 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,37	-74,35	-74,34
101 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
101 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
101 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4659,77	4670,77	4681,74
101 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,62	-79,60	-79,59
101 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
101 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
101 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3850,28	3855,21	3860,13
101 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,50	-74,49	-74,47
102 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
102 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
102 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4699,20	4710,38	4721,55
102 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,74	-79,73	-79,72
102 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
102 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
102 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3898,02	3903,08	3908,12
102 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,65	-74,64	-74,62
103 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
103 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
103 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4319,49	4328,73	4337,95
103 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,17	-72,14	-72,11
103 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
103 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
103 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3474,35	3478,27	3482,18

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
103 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-68,86	-68,84	-68,82
104 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
104 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
104 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4515,05	4525,25	4535,43
104 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,95	-74,92	-74,90
104 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
104 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
104 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3686,01	3690,47	3694,91
104 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,00	-70,98	-70,96
105 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
105 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
105 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4720,87	4732,13	4743,36
105 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,05	-78,03	-78,02
105 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
105 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
105 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3923,88	3928,99	3934,08
105 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,46	-73,45	-73,43
106 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
106 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
106 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4518,98	4529,12	4539,24
106 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,82	-72,79	-72,76
106 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
106 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
106 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3600,42	3604,65	3608,87
106 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,94	-69,92	-69,90
107 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
107 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
107 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4563,52	4573,89	4584,25
107 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,51	-73,48	-73,45
107 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
107 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
107 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3656,08	3660,46	3664,82
107 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,42	-70,40	-70,38
108 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
108 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
108 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4756,72	4768,10	4779,47
108 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,62	-76,60	-76,58
108 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
108 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
108 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3912,57	3917,63	3922,67
108 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,66	-72,64	-72,63
109 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
109 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
109 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4434,91	4444,66	4454,40
109 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,44	-72,41	-72,38
109 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
109 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
109 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3508,38	3512,40	3516,39
109 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,61	-69,59	-69,57
11 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
11 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
11 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6090,44	6109,33	6128,23

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
11 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84,29	-84,28	-84,28
11 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
11 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
11 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5857,16	5868,77	5880,34
11 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-80,78	-80,77	-80,76
110 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
110 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
110 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4463,79	4473,69	4483,56
110 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,89	-72,86	-72,83
110 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
110 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
110 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3543,65	3547,75	3551,84
110 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,91	-69,90	-69,88
111 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
111 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
111 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4494,10	4504,16	4514,19
111 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,36	-73,33	-73,31
111 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
111 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
111 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3581,20	3585,40	3589,58
111 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,24	-70,23	-70,21
112 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
112 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
112 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4554,71	4565,08	4575,42
112 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,33	-74,30	-74,27
112 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
112 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
112 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3657,97	3662,36	3666,73
112 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,92	-70,90	-70,88
113 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
113 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
113 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4610,44	4621,09	4631,72
113 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,23	-75,21	-75,18
113 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
113 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
113 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3730,69	3735,27	3739,83
113 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,56	-71,54	-71,53
114 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
114 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
114 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4680,59	4691,61	4702,60
114 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,40	-76,38	-76,35
114 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
114 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
114 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3825,37	3830,20	3835,01
114 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,41	-72,39	-72,37
115 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
115 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
115 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5183,35	5197,00	5210,63
115 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,31	-81,30	-81,29
115 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
115 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
115 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4516,26	4523,09	4529,90

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
115 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,57	-76,55	-76,54
116 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
116 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
116 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5026,70	5039,42	5052,12
116 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,78	-76,76	-76,74
116 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
116 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
116 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4237,61	4243,56	4249,49
116 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,15	-73,13	-73,11
117 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
117 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
117 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5090,45	5103,53	5116,59
117 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,81	-77,79	-77,77
117 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
117 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
117 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4332,81	4339,04	4345,26
117 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,94	-73,93	-73,91
118 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
118 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
118 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5002,35	5014,94	5027,50
118 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,40	-76,37	-76,35
118 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
118 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
118 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4202,15	4208,00	4213,82
118 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,85	-72,84	-72,82
119 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
119 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
119 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5145,73	5159,13	5172,50
119 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,72	-78,71	-78,69
119 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
119 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
119 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4418,25	4424,75	4431,23
119 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,66	-74,65	-74,63
12 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
12 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
12 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5796,72	5814,57	5832,41
12 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,25	-78,24	-78,23
12 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
12 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
12 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5256,54	5266,28	5275,99
12 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,43	-75,42	-75,41
120 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
120 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
120 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5293,75	5307,98	5322,20
120 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,29	-81,28	-81,27
120 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
120 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
120 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4662,18	4669,46	4676,73
120 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,75	-76,74	-76,73
121 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
121 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
121 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	5295,33	5309,57	5323,80

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
121 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,32	-81,31	-81,29
121 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
121 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
121 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4664,91	4672,21	4679,48
121 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,78	-76,76	-76,75
122 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
122 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
122 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5286,32	5300,52	5314,70
122 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,65	-81,64	-81,63
122 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
122 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
122 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4655,83	4663,10	4670,35
122 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,00	-76,99	-76,97
123 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
123 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
123 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5092,94	5106,11	5119,26
123 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,02	-81,01	-81,00
123 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
123 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
123 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4396,12	4402,59	4409,03
123 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,19	-76,18	-76,16
124 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
124 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
124 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5343,70	5358,21	5372,71
124 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,83	-81,82	-81,81
124 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
124 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
124 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4734,93	4742,46	4749,96
124 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,25	-77,23	-77,22
125 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
125 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
125 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5605,87	5621,84	5637,79
125 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,35	-81,33	-81,32
125 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
125 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
125 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5109,87	5118,64	5127,38
125 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,30	-77,28	-77,27
126 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
126 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
126 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5556,56	5572,26	5587,96
126 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,53	-82,52	-82,51
126 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
126 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
126 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5036,80	5045,34	5053,85
126 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,19	-78,18	-78,17
127 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
127 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
127 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5614,83	5630,88	5646,90
127 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,72	-82,71	-82,70
127 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
127 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
127 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5121,85	5130,68	5139,49

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
127 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,46	-78,44	-78,43
128 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
128 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
128 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5856,91	5874,35	5891,78
128 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,86	-81,85	-81,84
128 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
128 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
128 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5487,66	5497,80	5507,90
128 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,19	-78,18	-78,16
129 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
129 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
129 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5791,14	5808,21	5825,28
129 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83,30	-83,29	-83,29
129 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
129 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
129 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5385,67	5395,46	5405,21
129 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-79,29	-79,27	-79,26
13 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
13 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
13 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4386,71	4396,27	4405,82
13 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,11	-73,08	-73,05
13 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
13 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
13 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3545,70	3549,80	3553,88
13 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,58	-69,56	-69,54
130 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
130 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
130 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5578,27	5594,00	5609,71
130 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,28	-78,26	-78,24
130 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
130 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
130 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5077,79	5086,38	5094,95
130 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,76	-74,74	-74,72
131 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
131 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
131 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5668,24	5684,53	5700,81
131 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,96	-79,94	-79,93
131 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
131 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
131 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5202,26	5211,32	5220,36
131 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,28	-76,27	-76,25
132 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
132 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
132 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5222,23	5236,52	5250,80
132 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-71,41	-71,38	-71,36
132 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
132 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
132 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4517,01	4524,09	4531,14
132 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,42	-69,41	-69,39
133 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
133 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
133 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5875,52	5893,88	5912,23

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
133 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,42	-79,41	-79,40
133 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
133 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
133 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5394,71	5404,99	5415,23
133 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,45	-76,44	-76,43
134 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
134 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
134 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6029,90	6048,42	6066,93
134 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84,09	-84,08	-84,08
134 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
134 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
134 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5759,31	5770,52	5781,70
134 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-80,47	-80,46	-80,45
135 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,16
135 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
135 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6554,52	6554,52	6554,52
135 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-85,83	-85,83	-85,83
135 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,34	26,65
135 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-81,49	-81,47
135 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6652,04	6652,20	6652,36
135 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-83,32	-83,32	-83,31
136 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,16
136 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
136 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6618,23	6618,23	6618,23
136 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-86,04	-86,04	-86,04
136 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,45	26,88
136 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-81,67	-81,66
136 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6767,64	6767,91	6768,17
136 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-83,69	-83,69	-83,68
137 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
137 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
137 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4545,49	4555,77	4566,03
137 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,23	-73,20	-73,17
137 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
137 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
137 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3633,40	3637,72	3642,02
137 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,22	-70,20	-70,18
138 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
138 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
138 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4402,01	4411,56	4421,09
138 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-71,05	-71,02	-70,99
138 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
138 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
138 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3459,57	3463,45	3467,32
138 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-68,73	-68,71	-68,69
139 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
139 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
139 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4714,22	4725,48	4736,72
139 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,79	-79,78	-79,77
139 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
139 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
139 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3916,30	3921,41	3926,50

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
139 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,71	-74,69	-74,68
14 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
14 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
14 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4631,59	4642,32	4653,02
14 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,58	-74,55	-74,53
14 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
14 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
14 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3743,52	3748,12	3752,71
14 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,18	-71,16	-71,14
140 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
140 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
140 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5460,18	5475,92	5491,64
140 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,13	-74,11	-74,09
140 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
140 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
140 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4809,27	4817,35	4825,41
140 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,75	-71,73	-71,72
141 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
141 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
141 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4689,10	4700,16	4711,20
141 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,54	-76,52	-76,50
141 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
141 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
141 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3837,11	3841,98	3846,82
141 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,51	-72,49	-72,48
142 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
142 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
142 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4897,67	4909,67	4921,65
142 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,77	-74,75	-74,72
142 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
142 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
142 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4054,76	4060,17	4065,57
142 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,64	-71,62	-71,60
143 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
143 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
143 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4950,58	4962,87	4975,15
143 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,59	-75,56	-75,54
143 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
143 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
143 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4128,25	4133,88	4139,48
143 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,24	-72,22	-72,21
144 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
144 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
144 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5799,01	5816,87	5834,73
144 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,28	-78,27	-78,26
144 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
144 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
144 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5260,47	5270,22	5279,95
144 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,46	-75,45	-75,44
145 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
145 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
145 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4408,79	4418,42	4428,02

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
145 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,04	-72,01	-71,98
145 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
145 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
145 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3476,89	3480,83	3484,75
145 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,33	-69,31	-69,30
146 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
146 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
146 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4972,53	4984,95	4997,35
146 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,93	-75,90	-75,88
146 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
146 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
146 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4159,34	4165,06	4170,75
146 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,50	-72,48	-72,46
147 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
147 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
147 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4707,28	4718,41	4729,51
147 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,80	-75,78	-75,76
147 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
147 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
147 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3844,41	3849,28	3854,14
147 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,06	-72,04	-72,02
148 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
148 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
148 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4504,70	4514,78	4524,82
148 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,60	-72,57	-72,54
148 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
148 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
148 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3582,83	3587,02	3591,19
148 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,79	-69,77	-69,75
149 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
149 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
149 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5237,83	5251,74	5265,64
149 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,30	-80,28	-80,27
149 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
149 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
149 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4567,22	4574,20	4581,15
149 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,93	-75,92	-75,91
15 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
15 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
15 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4868,98	4880,96	4892,93
15 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,55	-78,53	-78,51
15 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
15 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
15 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4074,83	4080,35	4085,84
15 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,11	-74,09	-74,07
150 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
150 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
150 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5047,91	5060,84	5073,76
150 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,87	-80,86	-80,85
150 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
150 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
150 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4337,11	4343,40	4349,67

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
150 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,01	-75,99	-75,98
151 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
151 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
151 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4870,46	4882,49	4894,50
151 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,30	-80,28	-80,27
151 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
151 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
151 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4109,81	4115,45	4121,06
151 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,30	-75,29	-75,28
152 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
152 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
152 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	5286,40	5300,59	5314,77
152 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,22	-81,21	-81,20
152 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
152 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
152 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4652,10	4659,36	4666,59
152 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,69	-76,68	-76,67
153 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
153 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
153 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4621,83	4632,58	4643,30
153 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,53	-76,51	-76,49
153 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
153 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
153 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3807,27	3812,06	3816,82
153 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,24	-72,23	-72,21
154 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
154 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
154 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4588,60	4599,14	4609,66
154 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,87	-74,85	-74,82
154 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
154 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
154 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3701,93	3706,44	3710,93
154 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,31	-71,29	-71,27
155 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
155 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
155 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4947,97	4960,39	4972,80
155 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,55	-80,54	-80,52
155 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
155 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
155 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4208,09	4214,01	4219,90
155 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,61	-75,59	-75,58
156 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
156 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
156 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5418,15	5433,08	5447,99
156 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,08	-82,07	-82,06
156 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
156 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
156 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4838,98	4846,85	4854,69
156 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,57	-77,56	-77,55
157 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,18
157 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,83
157 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6197,94	6197,94	6197,94

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
157 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84,64	-84,64	-84,64
157 - #336	Isc SLG (A)	0,00	12,70	25,38
157 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-80,54	-80,52
157 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6034,15	6033,78	6033,41
157 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-81,34	-81,33	-81,33
158 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
158 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
158 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4729,37	4740,64	4751,89
158 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,23	-77,21	-77,19
158 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
158 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
158 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3893,46	3898,48	3903,48
158 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,02	-73,00	-72,99
159 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
159 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
159 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4488,00	4498,07	4508,11
159 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,55	-74,53	-74,50
159 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
159 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
159 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3655,96	3660,35	3664,71
159 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,69	-70,67	-70,65
16 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
16 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
16 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4459,49	4469,42	4479,32
16 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,14	-74,12	-74,09
16 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
16 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
16 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3624,58	3628,88	3633,17
16 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,37	-70,35	-70,34
160 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
160 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
160 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4815,07	4826,82	4838,55
160 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,71	-79,69	-79,68
160 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
160 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
160 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4040,26	4045,70	4051,11
160 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,79	-74,77	-74,76
161 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
161 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
161 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4735,59	4746,90	4758,18
161 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,34	-77,32	-77,30
161 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
161 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
161 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3902,29	3907,33	3912,35
161 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,10	-73,08	-73,06
162 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
162 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
162 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4534,56	4544,81	4555,05
162 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,00	-73,98	-73,95
162 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
162 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
162 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3632,18	3636,50	3640,81

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
162 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,69	-70,67	-70,66
163 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
163 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
163 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4469,79	4479,72	4489,63
163 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,98	-72,95	-72,92
163 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
163 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
163 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3551,04	3555,16	3559,26
163 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,98	-69,96	-69,94
164 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
164 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
164 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4716,07	4727,30	4738,51
164 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,98	-77,96	-77,94
164 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
164 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
164 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3918,13	3923,22	3928,29
164 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,40	-73,39	-73,37
165 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
165 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
165 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4636,57	4647,36	4658,12
165 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,66	-75,64	-75,62
165 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
165 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
165 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3765,52	3770,20	3774,85
165 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,87	-71,85	-71,84
166 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
166 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
166 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4619,67	4630,41	4641,12
166 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,50	-76,48	-76,46
166 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
166 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
166 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3804,78	3809,56	3814,31
166 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,22	-72,20	-72,18
167 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
167 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
167 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5066,27	5079,21	5092,14
167 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,42	-77,40	-77,38
167 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
167 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
167 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4296,29	4302,42	4308,53
167 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,64	-73,62	-73,60
168 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
168 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
168 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5471,09	5486,31	5501,52
168 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,15	-82,14	-82,13
168 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
168 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
168 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4913,68	4921,79	4929,88
168 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,73	-77,72	-77,70
169 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,14
169 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,81
169 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7303,89	7303,89	7303,89

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
169 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-88,35	-88,35	-88,35
169 - #336	Isc SLG (A)	0,00	14,58	29,13
169 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-83,78	-83,77
169 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	8120,22	8121,83	8123,44
169 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-88,14	-88,14	-88,14
17 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
17 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
17 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4643,47	4654,29	4665,09
17 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,78	-75,75	-75,73
17 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
17 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
17 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3774,80	3779,50	3784,18
17 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,95	-71,94	-71,92
170 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
170 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
170 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4816,49	4828,20	4839,88
170 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,64	-77,62	-77,60
170 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
170 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
170 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3997,60	4002,90	4008,18
170 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,41	-73,40	-73,38
171 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
171 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
171 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4932,40	4944,72	4957,03
171 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,68	-79,67	-79,65
171 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
171 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
171 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4171,62	4177,43	4183,21
171 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,98	-74,96	-74,95
172 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,15
172 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
172 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6883,77	6883,77	6883,77
172 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-86,93	-86,93	-86,93
172 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,89	27,74
172 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-82,43	-82,41
172 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7267,40	7268,14	7268,87
172 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-85,32	-85,32	-85,31
18 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
18 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
18 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	4860,63	4872,60	4884,55
18 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,77	-79,76	-79,74
18 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
18 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
18 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4094,22	4099,81	4105,38
18 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,93	-74,91	-74,90
19 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
19 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
19 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	4841,63	4853,51	4865,37
19 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,98	-79,96	-79,95
19 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
19 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
19 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4072,14	4077,67	4083,18

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
19 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,04	-75,02	-75,01
2 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
2 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
2 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4749,74	4761,18	4772,59
2 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,91	-79,89	-79,88
2 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
2 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
2 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3959,77	3965,00	3970,20
2 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,84	-74,83	-74,81
20 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
20 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
20 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4846,58	4858,49	4870,39
20 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,22	-80,21	-80,19
20 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
20 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
20 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4079,84	4085,40	4090,93
20 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,21	-75,20	-75,18
21 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
21 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
21 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	4950,26	4962,55	4974,82
21 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,49	-75,46	-75,44
21 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
21 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
21 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	4137,76	4143,41	4149,04
21 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,13	-72,11	-72,09
22 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
22 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
22 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5478,93	5494,20	5509,45
22 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,28	-82,27	-82,26
22 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
22 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
22 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4925,14	4933,30	4941,43
22 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,84	-77,83	-77,82
23 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
23 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
23 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5575,79	5592,25	5608,69
23 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,51	-75,49	-75,47
23 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
23 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
23 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4958,04	4966,66	4975,25
23 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,95	-72,94	-72,92
24 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,16
24 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
24 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6452,90	6452,90	6452,90
24 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-85,49	-85,49	-85,49
24 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,24	26,45
24 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-81,32	-81,31
24 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6470,98	6470,98	6470,99
24 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-82,74	-82,73	-82,73
25 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
25 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
25 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	4628,13	4638,97	4649,79

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
25 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,26	-79,24	-79,23
25 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
25 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
25 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	3810,83	3815,66	3820,47
25 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,21	-74,20	-74,18
26 - #50	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,18
26 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,83
26 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	6133,66	6133,66	6133,66
26 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83,53	-83,53	-83,53
26 - #50	Isc SLG (A)	0,00	12,70	25,37
26 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-80,53	-80,52
26 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5895,53	5895,03	5894,52
26 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-80,25	-80,25	-80,24
27 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
27 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
27 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5422,61	5438,12	5453,61
27 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,69	-73,67	-73,65
27 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
27 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
27 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4761,92	4769,84	4777,73
27 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,37	-71,35	-71,33
28 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
28 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
28 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4747,22	4758,63	4770,02
28 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,33	-79,32	-79,30
28 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
28 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
28 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3956,47	3961,68	3966,87
28 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,42	-74,40	-74,39
29 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
29 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
29 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4464,38	4474,24	4484,09
29 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-71,99	-71,96	-71,93
29 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
29 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
29 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3533,75	3537,81	3541,86
29 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,36	-69,35	-69,33
3 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
3 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
3 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5951,59	5970,43	5989,27
3 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,58	-80,58	-80,57
3 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
3 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
3 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5534,08	5544,90	5555,70
3 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,49	-77,48	-77,47
30 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
30 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
30 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4818,59	4830,37	4842,12
30 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,13	-80,12	-80,10
30 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
30 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
30 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4044,90	4050,36	4055,79

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
30 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,10	-75,09	-75,08
31 - #1/0	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
31 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
31 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	4793,95	4805,58	4817,19
31 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79,04	-79,03	-79,01
31 - #1/0	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
31 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
31 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4008,40	4013,75	4019,07
31 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,33	-74,31	-74,30
32 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
32 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
32 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4973,21	4985,76	4998,29
32 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,63	-80,62	-80,61
32 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
32 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
32 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4240,43	4246,44	4252,42
32 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,71	-75,69	-75,68
33 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
33 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
33 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5011,81	5024,56	5037,29
33 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,76	-80,74	-80,73
33 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
33 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
33 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4290,21	4296,36	4302,50
33 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,86	-75,85	-75,84
34 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
34 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
34 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5229,88	5243,78	5257,66
34 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81,46	-81,45	-81,44
34 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
34 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
34 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4578,96	4585,99	4593,00
34 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,76	-76,75	-76,73
35 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
35 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
35 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5534,54	5550,12	5565,68
35 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,05	-82,04	-82,03
35 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
35 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
35 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5005,09	5013,51	5021,91
35 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,76	-77,74	-77,73
36 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
36 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
36 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5696,83	5714,04	5731,25
36 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,99	-76,98	-76,96
36 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
36 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
36 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	5119,12	5128,33	5137,52
36 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,28	-74,27	-74,26
37 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,17
37 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,83
37 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6251,66	6251,66	6251,66

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
37 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84,82	-84,82	-84,82
37 - #336	Isc SLG (A)	0,00	12,98	25,93
37 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-80,93	-80,91
37 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6124,17	6123,88	6123,59
37 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-81,63	-81,62	-81,61
38 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,15
38 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
38 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6952,59	6952,59	6952,59
38 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87,16	-87,16	-87,16
38 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,99	27,94
38 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-82,61	-82,60
38 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7401,76	7402,63	7403,50
38 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-85,76	-85,76	-85,75
39 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,15
39 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
39 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7012,10	7012,10	7012,10
39 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87,36	-87,36	-87,36
39 - #336	Isc SLG (A)	0,00	14,08	28,12
39 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-82,78	-82,77
39 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7519,62	7520,61	7521,60
39 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-86,15	-86,14	-86,14
4 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
4 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
4 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5526,49	5542,02	5557,55
4 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,43	-82,42	-82,41
4 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
4 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
4 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4993,33	5001,72	5010,08
4 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,05	-78,04	-78,03
40 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,17
40 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,83
40 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6385,07	6385,07	6385,07
40 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-85,26	-85,26	-85,26
40 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,08	26,13
40 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-81,08	-81,07
40 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6352,36	6352,26	6352,16
40 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-82,36	-82,35	-82,35
41 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,15
41 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,82
41 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6803,09	6803,09	6803,09
41 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-86,66	-86,66	-86,66
41 - #336	Isc SLG (A)	0,00	13,77	27,51
41 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-82,22	-82,21
41 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7112,43	7113,02	7113,61
41 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-84,81	-84,81	-84,81
42 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
42 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
42 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4843,70	4855,41	4867,09
42 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73,96	-73,93	-73,90
42 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
42 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
42 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3981,77	3986,97	3992,16

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
42 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,04	-71,02	-71,00
43 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,58	39,15
43 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,83	-83,81
43 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7064,68	7064,68	7064,68
43 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87,54	-87,54	-87,54
43 - #336	Isc SLG (A)	0,00	14,16	28,28
43 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-82,93	-82,91
43 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7625,02	7626,12	7627,21
43 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-86,49	-86,49	-86,49
44 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
44 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
44 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4543,16	4553,51	4563,83
44 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,36	-75,34	-75,31
44 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
44 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
44 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3717,52	3722,06	3726,59
44 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,32	-71,30	-71,28
45 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
45 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
45 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5345,52	5360,55	5375,57
45 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,80	-72,78	-72,76
45 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
45 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
45 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4666,22	4673,80	4681,36
45 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,60	-70,59	-70,57
46 - #336	Isc 3P (A)	0,00	19,59	39,18
46 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-83,84	-83,83
46 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6200,40	6200,40	6200,40
46 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84,65	-84,65	-84,65
46 - #336	Isc SLG (A)	0,00	12,78	25,53
46 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-80,64	-80,63
46 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6038,25	6037,89	6037,52
46 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-81,35	-81,35	-81,34
47 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
47 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
47 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5827,14	5844,42	5861,70
47 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83,42	-83,41	-83,41
47 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
47 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
47 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5440,78	5450,77	5460,73
47 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-79,46	-79,45	-79,44
48 - #4	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
48 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
48 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5584,41	5600,26	5616,11
48 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82,06	-82,05	-82,04
48 - #4	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
48 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
48 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5077,51	5086,18	5094,82
48 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,85	-77,84	-77,83
49 - #336	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
49 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
49 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4923,98	4936,28	4948,56

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
49 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80,47	-80,46	-80,45
49 - #336	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
49 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
49 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4177,51	4183,34	4189,14
49 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,51	-75,50	-75,49
5 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
5 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
5 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4982,55	4995,03	5007,48
5 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76,08	-76,06	-76,04
5 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
5 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
5 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4173,65	4179,41	4185,15
5 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,62	-72,60	-72,58
50 - #2	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
50 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
50 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4574,20	4584,70	4595,18
50 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75,82	-75,80	-75,77
50 - #2	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
50 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
50 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3752,64	3757,28	3761,90
50 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,68	-71,66	-71,65
51 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
51 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
51 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4358,64	4368,02	4377,37
51 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-71,27	-71,24	-71,21
51 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
51 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
51 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3417,46	3421,25	3425,03
51 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-68,82	-68,80	-68,78
51-1 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc 3P Angle (deg)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc SLG Angle (deg)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	0,00	0,00	0,00
51-1 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	0,00	0,00	0,00
52 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
52 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
52 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4444,14	4453,94	4463,72
52 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72,58	-72,55	-72,52
52 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
52 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
52 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3519,60	3523,65	3527,67
52 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-69,71	-69,69	-69,67
53 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
53 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
53 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4550,38	4560,72	4571,04
53 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-74,26	-74,23	-74,20
53 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
53 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
53 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3652,41	3656,78	3661,14

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
53 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,87	-70,85	-70,83
54 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
54 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
54 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4737,81	4749,13	4760,42
54 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77,37	-77,36	-77,34
54 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
54 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
54 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3905,44	3910,50	3915,53
54 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,13	-73,11	-73,09
55 - #50	Isc 3P (A)	0,00	0,00	0,00
55 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
55 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5103,83	5116,99	5130,12
55 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78,03	-78,01	-77,99
55 - #50	Isc SLG (A)	0,00	0,00	0,00
55 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180,00	-180,00	-180,00
55 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4353,23	4359,53	4365,81
55 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,12	-74,10	-74,08
56 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
56 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
56 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5681.03	5697.45	5713.87
56 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82.94	-82.93	-82.92
56 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
56 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
56 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5219.73	5228.91	5238.06
56 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,76	-78,75	-78,74
57 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
57 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
57 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5285.57	5300.24	5314.90
57 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72.12	-72.10	-72.07
57 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
57 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
57 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4593.10	4600.43	4607.74
57 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,02	-70,01	-69,99
58 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
58 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
58 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5025.73	5038.45	5051.14
58 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76.77	-76.74	-76.72
58 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
58 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
58 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4236.20	4242.15	4248.07
58 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,14	-73,12	-73,10
59 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
59 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
59 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5743.97	5760.76	5777.55
59 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83.14	-83.14	-83.13
59 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
59 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
59 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5314.11	5323.63	5333.12
59 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-79,06	-79,05	-79,04
6 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
6 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
6 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4612.41	4623.07	4633.71

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
6 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75.26	-75.24	-75.22
6 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
6 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
6 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3733.29	3737.87	3742.44
6 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-71,58	-71,57	-71,55
60 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
60 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
60 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5795.74	5812.83	5829.91
60 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82.36	-82.36	-82.35
60 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
60 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
60 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	5389.44	5399.22	5408.98
60 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,52	-78,51	-78,50
61 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
61 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
61 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4790.18	4801.81	4813.42
61 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.04	-80.02	-80.01
61 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
61 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
61 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4009.62	4014.98	4020.32
61 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,99	-74,98	-74,97
62 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
62 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
62 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6615.45	6635.00	6654.55
62 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-86.03	-86.02	-86.02
62 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
62 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
62 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6762.56	6776.13	6789.68
62 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-83,68	-83,67	-83,66
63 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
63 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
63 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7035.89	7055.02	7074.14
63 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87.44	-87.43	-87.42
63 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
63 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
63 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7567.15	7581.87	7596.56
63 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-86,30	-86,29	-86,28
64 - #336	Isc 3P (A)	0.00	19.58	39.14
64 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-83.83	-83.81
64 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7117.56	7117.56	7117.56
64 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87.72	-87.72	-87.72
64 - #336	Isc SLG (A)	0.00	14.50	28.97
64 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-83.62	-83.60
64 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7732.28	7733.48	7734.69
64 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-86,85	-86,85	-86,84
65 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
65 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
65 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4736.63	4748.00	4759.34
65 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.69	-79.68	-79.66
65 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
65 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
65 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3943.59	3948.77	3953.93

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
65 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,66	-74,65	-74,63
66 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
66 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
66 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5707.28	5724.55	5741.83
66 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-76.96	-76.95	-76.94
66 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
66 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
66 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5106.62	5115.79	5124.94
66 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,34	-74,33	-74,32
67 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
67 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
67 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4705.51	4716.68	4727.84
67 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77.81	-77.79	-77.78
67 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
67 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
67 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3905.51	3910.57	3915.60
67 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,27	-73,25	-73,24
68 - #1/0	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
68 - #1/0	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
68 - #1/0	Isc 3P Bus2 (A)	4889.49	4901.61	4913.71
68 - #1/0	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.09	-80.07	-80.06
68 - #1/0	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
68 - #1/0	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
68 - #1/0	Isc SLG Bus2 (A)	4131.95	4137.64	4143.32
68 - #1/0	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,19	-75,18	-75,16
69 - #336	Isc 3P (A)	0.00	19.58	39.15
69 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-83.83	-83.81
69 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	7108.22	7108.22	7108.22
69 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-87.69	-87.69	-87.69
69 - #336	Isc SLG (A)	0.00	14.17	28.31
69 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-82.96	-82.95
69 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	7713.25	7714.43	7715.61
69 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-86,79	-86,78	-86,78
7 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
7 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
7 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4950.95	4963.25	4975.53
7 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-75.59	-75.57	-75.54
7 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
7 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
7 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4128.78	4134.40	4140.01
7 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-72,25	-72,23	-72,21
70 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
70 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
70 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5438.46	5453.50	5468.51
70 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81.65	-81.63	-81.62
70 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
70 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
70 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4866.41	4874.36	4882.29
70 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,27	-77,25	-77,24
71 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
71 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
71 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4487.67	4497.69	4507.69

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
71 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-73.26	-73.23	-73.20
71 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
71 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
71 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3573.19	3577.37	3581.52
71 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,17	-70,15	-70,14
72 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
72 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
72 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4776.13	4787.65	4799.15
72 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78.04	-78.02	-78.01
72 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
72 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
72 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3960.62	3965.82	3971.01
72 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,62	-73,61	-73,59
73 - #4	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
73 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
73 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5206.44	5220.20	5233.95
73 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.95	-80.94	-80.92
73 - #4	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
73 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
73 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	4547.76	4554.68	4561.58
73 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,31	-76,30	-76,29
74 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
74 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
74 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	6007.09	6026.29	6045.48
74 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81.45	-81.45	-81.45
74 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
74 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
74 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5639.84	5651.09	5662.31
74 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,29	-78,28	-78,28
75 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
75 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
75 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5737.24	5754.71	5772.17
75 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77.39	-77.38	-77.37
75 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
75 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
75 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	5156.07	5165.43	5174.76
75 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,70	-74,69	-74,67
76 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
76 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
76 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5875.88	5893.46	5911.03
76 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83.58	-83.57	-83.57
76 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
76 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
76 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5516.07	5526.34	5536.59
76 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-79,70	-79,69	-79,68
77 - #4	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
77 - #4	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
77 - #4	Isc 3P Bus2 (A)	5923.23	5941.89	5960.55
77 - #4	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.28	-80.28	-80.27
77 - #4	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
77 - #4	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
77 - #4	Isc SLG Bus2 (A)	5536.10	5546.93	5557.73

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
77 - #4	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,11	-77,10	-77,10
78 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
78 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
78 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4767.57	4779.08	4790.58
78 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.67	-79.65	-79.64
78 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
78 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
78 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3981.53	3986.81	3992.07
78 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,69	-74,67	-74,66
79 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
79 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
79 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4721.20	4732.47	4743.73
79 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78.91	-78.90	-78.88
79 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
79 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
79 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3924.72	3929.84	3934.94
79 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,08	-74,06	-74,05
8 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
8 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
8 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	5181.63	5195.23	5208.81
8 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.33	-79.31	-79.30
8 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
8 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
8 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4475.28	4481.97	4488.63
8 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,15	-75,13	-75,12
80 - #336	Isc 3P (A)	0.00	19.58	39.16
80 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-83.83	-83.82
80 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6690.07	6690.07	6690.07
80 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-86.28	-86.28	-86.28
80 - #336	Isc SLG (A)	0.00	13.64	27.24
80 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-81.98	-81.97
80 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6899.96	6900.35	6900.74
80 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-84,12	-84,12	-84,11
81 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
81 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
81 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	6288.96	6307.96	6326.94
81 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-84.94	-84.94	-84.93
81 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
81 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
81 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	6187.30	6199.50	6211.68
81 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-81,83	-81,82	-81,81
82 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
82 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
82 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5950.82	5968.85	5986.88
82 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-83.82	-83.82	-83.81
82 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
82 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
82 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	5633.41	5644.13	5654.82
82 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-80,07	-80,06	-80,05
83 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
83 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
83 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5311.06	5325.89	5340.70

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
83 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-72.41	-72.39	-72.36
83 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
83 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
83 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4624.06	4631.50	4638.91
83 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-70,27	-70,25	-70,23
84 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
84 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
84 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5770.97	5787.90	5804.83
84 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-82.00	-81.99	-81.98
84 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
84 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
84 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	5351.13	5360.77	5370.38
84 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-78,17	-78,16	-78,15
85 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
85 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
85 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4739.77	4751.16	4762.52
85 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.88	-79.86	-79.85
85 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
85 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
85 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3947.54	3952.74	3957.91
85 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,80	-74,79	-74,77
86 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
86 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
86 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4769.82	4781.35	4792.86
86 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.97	-79.96	-79.95
86 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
86 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
86 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	3984.47	3989.76	3995.03
86 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,92	-74,90	-74,89
87 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
87 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
87 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	4771.55	4783.07	4794.56
87 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78.85	-78.83	-78.82
87 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
87 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
87 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	3985.24	3990.52	3995.78
87 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,11	-74,09	-74,08
88 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
88 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
88 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4902.22	4914.41	4926.58
88 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.40	-80.39	-80.38
88 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
88 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
88 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4149.89	4155.64	4161.37
88 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,43	-75,41	-75,40
89 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
89 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
89 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4986.51	4999.13	5011.73
89 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.67	-80.66	-80.65
89 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
89 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
89 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4257.53	4263.59	4269.63

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
89 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,76	-75,75	-75,73
9 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
9 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
9 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5951.60	5970.44	5989.28
9 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.81	-80.81	-80.81
9 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
9 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
9 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	5577.68	5588.68	5599.65
9 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-77,62	-77,61	-77,60
90 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
90 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
90 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4791.68	4803.32	4814.94
90 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.04	-80.03	-80.02
90 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
90 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
90 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4011.49	4016.85	4022.20
90 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,00	-74,99	-74,97
91 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
91 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
91 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4937.28	4949.65	4962.00
91 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.51	-80.50	-80.49
91 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
91 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
91 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4194.45	4200.32	4206.18
91 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,57	-75,55	-75,54
92 - #2	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
92 - #2	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
92 - #2	Isc 3P Bus2 (A)	5186.34	5199.97	5213.59
92 - #2	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.69	-79.67	-79.66
92 - #2	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
92 - #2	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
92 - #2	Isc SLG Bus2 (A)	4516.01	4522.82	4529.60
92 - #2	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75,35	-75,33	-75,32
93 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
93 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
93 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	5142.29	5155.72	5169.13
93 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-81.18	-81.17	-81.16
93 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
93 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
93 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4461.42	4468.08	4474.73
93 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-76,39	-76,38	-76,37
94 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
94 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
94 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4739.44	4750.76	4762.06
94 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77.40	-77.38	-77.36
94 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
94 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
94 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3907.76	3912.82	3917.85
94 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,15	-73,13	-73,11
95 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
95 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
95 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4774.68	4786.19	4797.68

Anexo C

Component	Field	Sem PV	Com PV	Com 2 PVs
95 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78.02	-78.00	-77.98
95 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
95 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
95 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3958.50	3963.70	3968.88
95 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,61	-73,59	-73,57
96 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
96 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
96 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4767.31	4778.78	4790.23
96 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-77.89	-77.87	-77.85
96 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
96 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
96 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	3947.80	3952.97	3958.12
96 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-73,51	-73,49	-73,48
97 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
97 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
97 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4821.04	4832.80	4844.54
97 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-78.84	-78.82	-78.81
97 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
97 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
97 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4026.98	4032.38	4037.75
97 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,23	-74,21	-74,20
98 - #50	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
98 - #50	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
98 - #50	Isc 3P Bus2 (A)	4834.70	4846.53	4858.34
98 - #50	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-79.09	-79.07	-79.05
98 - #50	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
98 - #50	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
98 - #50	Isc SLG Bus2 (A)	4047.55	4053.01	4058.44
98 - #50	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-74,42	-74,40	-74,39
99 - #336	Isc 3P (A)	0.00	0.00	0.00
99 - #336	Isc 3P Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
99 - #336	Isc 3P Bus2 (A)	4893.86	4906.00	4918.13
99 - #336	Isc 3P Bus2 Angle (deg)	-80.37	-80.36	-80.35
99 - #336	Isc SLG (A)	0.00	0.00	0.00
99 - #336	Isc SLG Angle (deg)	-180.00	-180.00	-180.00
99 - #336	Isc SLG Bus2 (A)	4139.31	4145.03	4150.73
99 - #336	Isc SLG Bus2 Angle (deg)	-75.40	-75.38	-75.37