

MARCO AURÉLIO BATISTA LINO

Proteção da Interconexão de um Gerador Distribuído com o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2007

Agradecimento

Ao Professor José Carlos, pelo apoio, atenção e orientação empregados na construção deste trabalho.

Aos alunos de Pós-graduação Ulisses Chemin Neto e Daniel Barbosa, pelo suporte e motivação.

À minha família, em especial meus pais, que sempre me deram forças e exemplo, tanto de vida como de trabalho e dedicação.

Sumário

Sumário	iii
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	v
Resumo	vi
Abstract	vii
1. Introdução	1
1.1 Geração Distribuída	1
1.2 Expansão da Geração Distribuída	2
1.3 Proteção no Ponto de Conexão entre Gerador e Rede Elétrica	3
1.4 Objetivos do Trabalho	5
2. Descrição do Sistema Elétrico e da Ferramenta Computacional Empregada	6
2.1 Sistema Elétrico	6
2.2 Programa Computacional: <i>DIgSILENT PowerFactory</i>	9
3. Proteção da Interconexão	9
3.1 Introdução aos Procedimentos Adotados	9
3.2 Relé Digital Multifunção	10
3.3 Descrição	12
3.4 Ajustes das Funções de Proteção	13
3.4.1 Ajuste da função 46 – Função de proteção contra desbalanço de corrente	13
3.4.2 Ajuste da função 59N – Função de proteção contra sobretensão residual	18
3.4.3 Ajuste da função 50/51 – Função de proteção contra sobrecorrente instantânea / temporizada	19
3.4.4 Ajuste da função 67 – Função de proteção contra sobrecorrente direcional de fase	23
3.4.5 Ajuste da função 50G/51G – Função de proteção contra sobrecorrente de neutro instantânea / temporizada	25
3.4.6 Ajuste da função 27 – Função de proteção contra subtensão	27
3.4.7 Ajuste da função 59 – Função de proteção contra sobretensão	28
3.4.8 Ajuste da função 81 – Função de proteção contra sub/sobrefrequência	28
3.4.9 Ajuste da função 47 – Função de proteção contra desbalanço de tensão	34
3.4.10 Ajuste da função 51V – Função de proteção contra sobrecorrente com restrição de tensão	35
3.5 Tabela de ajustes	36
4. Conclusão	38
5. Referências Bibliográficas	39
Anexos	I
Anexo A - Características dos Componentes Constituintes do Sistema Elétrico	I
Anexo B – Descrição das Funções Utilizadas no Sistema	IV
Anexo C – Tabelas de Correntes de Falta Simuladas no Sistema	VI

Lista de Figuras

Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema simulado no <i>DigSILENT PowerFactory</i>	8
Figura 2 – SEL 351-5, -6 -7.....	11
Figura 3 – Esquema de ligação das funções de proteção e dos TPs e TCs.	12
Figura 4 – Curva de suportabilidade do gerador	15
Figura 5 – Ajustes da função 46.	17
Figura 6 – Função 59N conectada ao terminal delta aberto.	18
Figura 7 - Ajustes da função 50/51.....	22
Figura 8 - Ajustes da função 67.....	24
Figura 9 – Ajustes da função 50G/51G.	26
Figura 10 – Gráfico de desempenho referente às frequência de referência.....	32
Figura 11 – Gráfico de desempenho $f = 59,3$ Hz.	33
Figura 12 – Gráfico de desempenho do ajuste.	33

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Variáveis de proteção do gerador.....	16
Tabela 2 – Ajustes do relé SEL-351, função 46.....	16
Tabela 3 – Valores de 3V0 para os eventos.....	19
Tabela 4 – Ajustes do relé SEL-351, função 59N.....	19
Tabela 5 – Ajustes do relé SEL-351, função 50/51.....	21
Tabela 6 - Ajustes do relé SEL-351, função 67.....	23
Tabela 7 - Ajustes do relé SEL-351, função 50G/51G.....	25
Tabela 8 - Tensões recomendadas pela ANEEL 676 (valores entre 1V e 69 kV).	27
Tabela 9 – Proteção contra variações anormais de tensão.....	27
Tabela 10 - Ajustes do relé SEL-351, função 27.....	28
Tabela 11 - Ajustes do relé SEL-351, função 59.....	28
Tabela 12 – Proteção contra variações anormais de frequência.....	29
Tabela 13 – Fluxo de potência na barra 1 e na barra SE.	30
Tabela 14 - Fluxo de potencia na barra 1 e na barra SE, valores em p.u.	30
Tabela 15 – Valores da variação de frequência Δf do sistema.	31
Tabela 16 – Frequência do sistema para os casos simulados.	31
Tabela 17 - Ajustes do relé SEL-351, função 81 para sobre – frequência.	31
Tabela 18 – Ajustes do relé SEL-351, função 81 para sub – frequência.....	34
Tabela 19 – Tabela com os ajustes finais do Relé SEL 351.....	36
Tabela 20 – Tabela com os ajustes finais das componentes de frequência do relé.	37
Tabela A.1 – Dados do transformador SE.....	I
Tabela A.2 - Impedâncias de seqüência +/- e zero dos cabos.	I
Tabela A.3 – Comprimento das linhas.	II
Tabela A.4 - Parâmetros dos transformadores das cargas menores do sistema.	II
Tabela A.5 – Potência das cargas do sistema.	III
Tabela A.6 – Parâmetros do transformador do gerador.....	III
Tabela A.7 – Parâmetros do gerador.	III
Tabela C.1 – Faltas trifásicas no sistema.....	VI
Tabela C.2 – Faltas fase-terra no sistema, componentes $3I_0$	VII
Tabela C.3 - Faltas fase-terra no sistema, componentes $3V_0$	VII
Tabela C.4 – Faltas fase-fase-terra.	VIII

Resumo

Lino, M. A. B., Proteção da Interconexão de um Gerador Distribuído com o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. São Carlos, 2007, 40 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Com o propósito de ser uma fonte de energia elétrica alternativa às grandes centrais geradoras, os geradores distribuídos se apresentam como uma opção bastante atraente no sentido de melhorar características operativas dos sistemas de distribuição, pela redução das perdas ativas e melhoria do perfil de tensão, alívio dos sistemas de transmissão e subtransmissão e da possibilidade do emprego de fontes alternativas de energia. Devido a essas características, o crescimento da instalação de geradores de pequenos e médios portes nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica está sendo observado em âmbito mundial. Esta situação faz com que seja imprescindível realizar estudos técnicos para que a integração desses geradores com as redes elétricas se dê da maneira mais harmoniosa possível. Estes estudos são necessários para que assim sejam minimizados ou até eliminados os impactos negativos que estes sistemas possam provocar na rede elétrica, quando a ocorrência de faltas for constatada tanto no sistema local de instalação quanto na rede da concessionária. Focado neste contexto, este trabalho propõe ajustes de proteção na interconexão de um gerador distribuído com o sistema de distribuição de energia elétrica. Os relés componentes desse sistema de proteção compreendem os dispositivos usuais requeridos pelas concessionárias de energia elétrica; dentro os quais tem-se: proteção contra curtos-circuitos entre fases e fase-terra, proteção contra ilhamento e proteção contra variações anormais de frequência e de tensão. Técnicas tradicionais de ajuste bem como métodos inovadores serão empregados neste trabalho.

Palavras-chave: Geração distribuída; Cogeração; Sistemas de distribuição de energia elétrica; Proteção de sistemas de distribuição; Relés digitais.

Abstract

Lino, M. A. B., Dispersed Generator Interconnection Protection. São Carlos, 2007, 40 p. Course Last Work – São Carlos Engineer School, São Paulo University.

With a purpose to be an active source of power, the dispersed generators are an excellent alternative on the electricity generation context. Due to this and others advantages, the installation of small and medium size generator are increasing on the grid of the utilities. This trend requires great efforts to accomplish studies that allow a harmonious integration between the grid and the generator. These studies are necessary to decrease or eliminate negative impacts caused by a bad operation of dispersed generator due to faults that occurs on the local system or on the utility system. On this point, this work presents an extensive study to determine the dispersed generator interconnection protection settings. Essential components of the protection system, the relays are responsible to protect the interconnection against: phase and phase-ground short-circuit, islanded operation and abnormal frequency and voltage variations. Standard techniques of adjustments and new methods will be employed in this work.

Keywords: Dispersed generation; Distributed generation; Cogeneration; Electric power distribution systems; Distribution systems protection; Digital relays.

1. Introdução

1.1 Geração Distribuída

Os estudos para definir o conceito de Geração Distribuída (GD) são recentes e por ser uma nova abordagem, tanto na indústria quanto para a análise da literatura especializada, ainda não existe uma definição única. Por exemplo, o instituto americano Electric Power Research Institute (EPRI), define GD como a geração de eletricidade desde poucos kW até 50MW. Outra instituição identificada como Gas Research Institute (GRI), define GD como sendo a geração de eletricidade desde 25kW até 25MW [1].

Assim uma definição geral para geração distribuída, consiste em:

Toda fonte de energia elétrica conectada à rede de distribuição ou diretamente aos consumidores [1]. A GD possui características que a diferencia dos modos convencionais de produção de energia elétrica e podem ser citadas a fim de detalhar esta definição:

- Geradores localizados nas proximidades da carga;
- É resultado de várias fontes de energia, podendo ser renováveis (eólicas, solar, etc.) ou não renováveis (carvão, petróleo, etc.);
- Trabalha com tecnologias variadas na obtenção de energia elétrica. Existem várias opções técnicas em operação e outras em desenvolvimento;
- Não é caracterizada pelo tipo de proprietário, pois um gerador distribuído pode pertencer à concessionária, ao produtor independente ou ao próprio consumidor.

Em relação à capacidade de geração atribuída a um gerador distribuído, o valor máximo de geração que pode ser conectada ao sistema de distribuição depende da capacidade da própria rede, do nível de tensão da rede, da capacidade nominal das linhas de distribuição e do nível máximo de curto-circuito, entre outros fatores estabelecidos em projeto pela concessionária. No entanto, sabe-se que o projeto de cada sistema de distribuição é único, e os parâmetros técnicos variam em cada situação. Por esta razão definir a capacidade máxima de geração que pode ser conectada ao sistema torna-se uma tarefa árdua [1].

Após análise desta situação, [1] avaliou as restrições técnicas e casos de geradores distribuídos críticos em várias regiões e definiu que a faixa de geração da GD está entre alguns kilowatts e 300MW classificados da seguinte maneira:

- Micro geração distribuída: $\sim 1 \text{ Watt} < 5 \text{ kW}$;
- Pequena geração distribuída: $5 \text{ kW} < 5 \text{ MW}$;
- Média geração distribuída: $5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$;
- Grande geração distribuída: $50 \text{ MW} < \sim 300 \text{ MW}$.

No Brasil os sistemas de geradores distribuídos conectados nas redes de distribuição de energia operam com base em um sistema de geração centralizada tendo como fonte de energia as grandes usinas hidroelétricas interligadas às cargas através de uma complexa rede de transmissão [2]. Neste contexto os sistemas de GD assumem duas funções relevantes:

- *Como fonte de energia*: sendo utilizada para suprir carga, tanto quanto para consumo próprio quanto para suprir necessidades da rede.
- *Como reserva descentralizada*: sendo um sistema descentralizado capaz de fornecer energia em momentos de excesso de demanda a fim de aumentar a qualidade do fornecimento de energia em regiões atendidas deficientemente.

1.2 Expansão da Geração Distribuída

Ao produzir energia e calor para revenda através da primeira central de serviços elétricos do mundo (1882, Nova Iorque), Thomas Alva Edison foi o precursor da GD, de acordo com o conceito exposto anteriormente.

Mas foi somente no século 20 que a GD acelerou sua expansão, mais especificamente na década de 70 quando o planeta enfrentou a primeira grande crise de petróleo. Para diminuir a dependência de fontes externas de energia no país, os Estados Unidos começaram a criar incentivos com a finalidade de promover o desenvolvimento de geradores não pertencentes às concessionárias de energia, que produzissem eletricidade a partir de combustíveis renováveis. Porém certas cláusulas de documentação permitiam que os geradores pudessem operar a partir de combustíveis primários, como por exemplo, o gás natural.

Este mesmo programa de incentivo conhecido pela sigla PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act), também permitia a negociação da energia elétrica gerada a partir dos novos geradores com as concessionárias for. Posteriormente, nas décadas de 80 e 90, a capacidade de geração de energia das concessionárias for reduzida, abrindo espaço para os produtores independentes que eram convidados pelas concessionárias para aumentar a capacidade de geração do sistema [3].

Vantagens

A expansão da GD não ocorreu somente por incentivos políticos, mas também por características técnicas que promoveram a inclusão desta tecnologia nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Em redes de distribuição, a GD fornece vantagens tanto para consumidores quanto para as concessionárias de energia. Estes equipamentos podem ser instalados em sistemas com capacidade de geração de desempenho satisfatório somente para redução de perdas e também, onde é muito útil, em sistemas com baixo desempenho. Estes sistemas críticos são encontrados em redes onde a geração central é impraticável ou existe a deficiência no transporte de energia [4].

As principais vantagens que motivaram a expansão da GD são [2,4]:

- As unidades GD estão próximas dos consumidores de modo que os custos com transmissão e distribuição são reduzidos;
- As novas tecnologias aumentam a eficiência bem como a capacidade dos geradores;
- O tempo de instalação é reduzido e os riscos de investimentos não são altos;
- As questões ambientais são reduzidas em relação à implantação de novas unidades quando comparada a unidades de geração convencionais (Por exemplo, grandes usinas hidroelétricas que inundam grandes áreas) e especialmente quando se faz uso de combustíveis renováveis;
- Oferecem grande flexibilidade de escolha mais adequada, quando analisamos custo e confiabilidade;
- Reduz a dependência de fontes de mesma natureza – diversidade tecnológica;
- Redução de dependência de energia importada de outras regiões;
- Eficiência energética ou uso da energia renovável.

1.3 Proteção no Ponto de Conexão entre Gerador e Rede Elétrica

A integração de geradores distribuídos com as redes de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica apresenta, ao lado dos benefícios, um conjunto de desafios que englobam desde questões técnicas até aspectos econômicos e regulatórios. Neste contexto, os sistemas de distribuição de energia elétrica merecem particular atenção, pois foram inicialmente projetados para operar de forma radial tendo a subestação da concessionária como única fonte de energia para as

cargas. Portanto, a instalação de geradores distribuídos em tais redes deve ser necessariamente precedida de uma série de estudos detalhados para avaliar os potenciais impactos desses novos geradores na operação das redes de distribuição e seus efeitos no sistema de subtransmissão e de transmissão de energia elétrica [3].

Visto que as vantagens da GD são bem atrativas ao mercado em geral, acredita-se que este modelo de geração será responsável por uma parcela significativa de toda energia gerada no planeta nas próximas décadas [3]. Devido a este motivo, estudos da influência da GD no sistema de distribuição, bem como sistemas de proteção apropriados deverão ser cuidadosamente conduzidos.

Cabe frisar que os geradores distribuídos não necessitam somente de proteção contra curtos-circuitos, mas também de proteção contra situações de operação anormais. Muitas dessas situações anormais podem ser ocasionadas nos equipamentos da GD devido a distúrbios que ocorrem nas concessionárias, como por exemplo:

- Sobre-excitação;
- Sobretensão;
- Desbalanço de correntes;
- Perda de sincronismo, devido ao religamento automático das linhas da concessionária.

Quando submetido a essas condições, mesmo por um pequeno intervalo de tempo, o gerador pode sofrer danos graves ou irreparáveis. Sob o ponto de vista dos proprietários esta situação não é nem um pouco atrativa.

Por outro lado, as concessionárias de energia também se preocupam com os possíveis danos que os seus equipamentos e os de seus clientes possam sofrer devido à operação de GD em condições anormais. Tendo em vista que o projeto inicial do sistema de distribuição de energia elétrica foi concebido para operação radial, a operação de GD instalada na rede, em casos de distúrbios no sistema do gerador, pode provocar o surgimento de fontes de corrente de falta e sobretensão.

Outra situação inconveniente é a operação de geradores distribuídos “ilhados” na rede da concessionária de distribuição. O fenômeno do ilhamento se caracteriza pelo fato do gerador distribuído deixar de operar em paralelo à rede de distribuição da concessionária e assumir o fornecimento de energia para parte da carga do sistema de forma independente. Os principais motivos pelos quais a operação de geradores em sistemas “ilhados” em redes de distribuição não é permitida são:

- Religamento: uma eventual restauração do sistema devido ao corte de energia em determinada região, por parte da concessionária, se torna uma tarefa muito difícil e

complexa quando existem geradores “ilhados” no sistema. O religamento automático é usualmente o primeiro método para tentar a restauração de energia elétrica aos sistemas e aos clientes. Na presença de geradores distribuídos “ilhados” esta operação se torna muito complicada, pois é necessário sincronizar o gerador e o sistema da concessionária, caso contrário, danos maiores podem ocorrer nos geradores e ao sistema como por um todo [3].

- Qualidade da energia: os níveis de tensão e frequência, na presença de geradores “ilhados”, podem não ser mantidos dentro dos limites estabelecidos pela concessionária, o que pode causar danos aos equipamentos dos clientes [3].

Tendo em vista os problemas enfrentados por ambas as partes interessadas, o projeto de um sistema de proteção eficiente para o presente caso deve atender às reivindicações tanto dos proprietários dos geradores distribuídos quanto das concessionárias de energia, de maneira que o custo seja o menor possível. Neste contexto, pode-se mencionar que a aplicação de relés digitais como o sistema nervoso dos sistemas de proteção se apresenta como a melhor opção. Além das vantagens técnicas, que serão abordadas posteriormente no texto, o desenvolvimento tecnológico tornou o preço destes equipamentos mais acessível, e por isso a opção mais adequada para o projeto de sistemas de proteção.

1.4 Objetivos do Trabalho

O objetivo deste trabalho é propor uma solução para um problema atual e corriqueiro das concessionárias de energia e empresas de consultoria no ramo de engenharia elétrica: Realizar ajustes para o sistema de proteção da interconexão de um gerador distribuído com a rede elétrica. Para isso será feita a utilização dos principais critérios de proteção exigidos pelas concessionárias de energia elétrica, das principais técnicas empregadas, tais como análise de curto-circuito, e de soluções inovadoras como o ajuste das funções de proteção de sobre e subfrequência através da análise das curvas de desempenho. Portanto, objetiva-se propor ajustes para o sistema de proteção da conexão de um gerador distribuído, do tipo máquina síncrona diretamente conectada no sistema elétrico, considerando, os seguintes itens:

- (i) proteção contra correntes desbalanceadas;
- (ii) proteção contra curtos-circuitos entre fases;
- (iii) proteção contra curtos-circuitos fase-terra;

(iv) proteção contra ilhamento e

(v) proteção contra variações anormais de frequência e de tensão.

Os ajustes das proteções relacionadas anteriormente serão determinados, sempre que possível, de forma que a proteção da interconexão seja a primeira a atuar no caso de condições anormais do lado da rede ou do lado do gerador distribuído, desfazendo o paralelismo. Esta filosofia é necessária para que o gerador distribuído não provoque danos ao sistema de distribuição em condições anormais de operação, e vice-versa. Ressalta-se que os ajustes das proteções do gerador distribuído e do transformador de acoplamento entre o gerador e a rede elétrica não compõem o escopo deste trabalho, embora para este estudo seja necessário o ajuste da coordenação entre a função do relé do gerador e a proteção da interconexão. Para o caso de ajustes com coordenação, o procedimento será detalhado no ajuste da função específica.

2. Descrição do Sistema Elétrico e da Ferramenta Computacional Empregada

2.1 Sistema Elétrico

O sistema de energia elétrica utilizado neste estudo possui os valores de todas as grandezas elétricas, relacionadas aos vários equipamentos que o constituem, com origem em sistemas de aplicação real. Através de um sistema previamente modelado [Douglas] no programa *PowerFactory*, foram simulados diversos eventos de faltas com a finalidade de obter parâmetros para realizar os ajustes das funções de proteção que serão escolhidas para atingir os objetivos deste trabalho.

O sistema representado abaixo pela Figura 1 será utilizado como base para aplicação da proposta de um sistema de proteção da interconexão entre a GD e a concessionária de energia. Este sistema é composto por uma rede de subtransmissão de 138 kV/60 Hz representada por um circuito equivalente de Thévenin na barra SEAT, com nível de curto-circuito de 409 MVA, alimentando uma rede de distribuição de 11,9 kV pela barra 0 através de um transformador, nomeado como SE, conectado em Δ/Yg . O tap deste transformador da subestação foi ajustado de forma a garantir que não haja violação do perfil de tensão, exigidos pela resolução 676 da ANEEL, durante máximo e mínimo carregamento considerando o caso sem geradores (tap = 1,05%).

O gerador distribuído será instalado pelo proprietário (produtor independente) e será conectado na barra SM que por sua vez está interligada à rede da concessionária pela barra 4, através do transformador SM (6,9 kV/11,9kV). O gerador distribuído instalado é um gerador síncrono de corrente alternada com rotor cilíndrico diretamente refrigerado com capacidade de 30 MVA e tensão de 6,9 kV/60Hz. Além disso, este gerador operará, em condições normais de funcionamento, fornecendo 20 MW ao sistema de distribuição.

O sistema de distribuição conta ainda com um religador automático instalado na Barra 1, responsável pelo religamento da linha B1/B4 quando a ocorrência de faltas a jusante da Barra 1. Embora este religador não esteja representado na Figura 1, ou seja, não modelado no sistema, a sua presença será considerada pois o mesmo tem influência direta na determinação de ajustes, como por exemplo ajustes para a função 81 (Sobre/subfrequência). Esse religador está programado para acionar o primeiro religamento em 500 ms após a sua atuação instantânea.

Os demais dados da rede são apresentados no Anexo A deste trabalho.

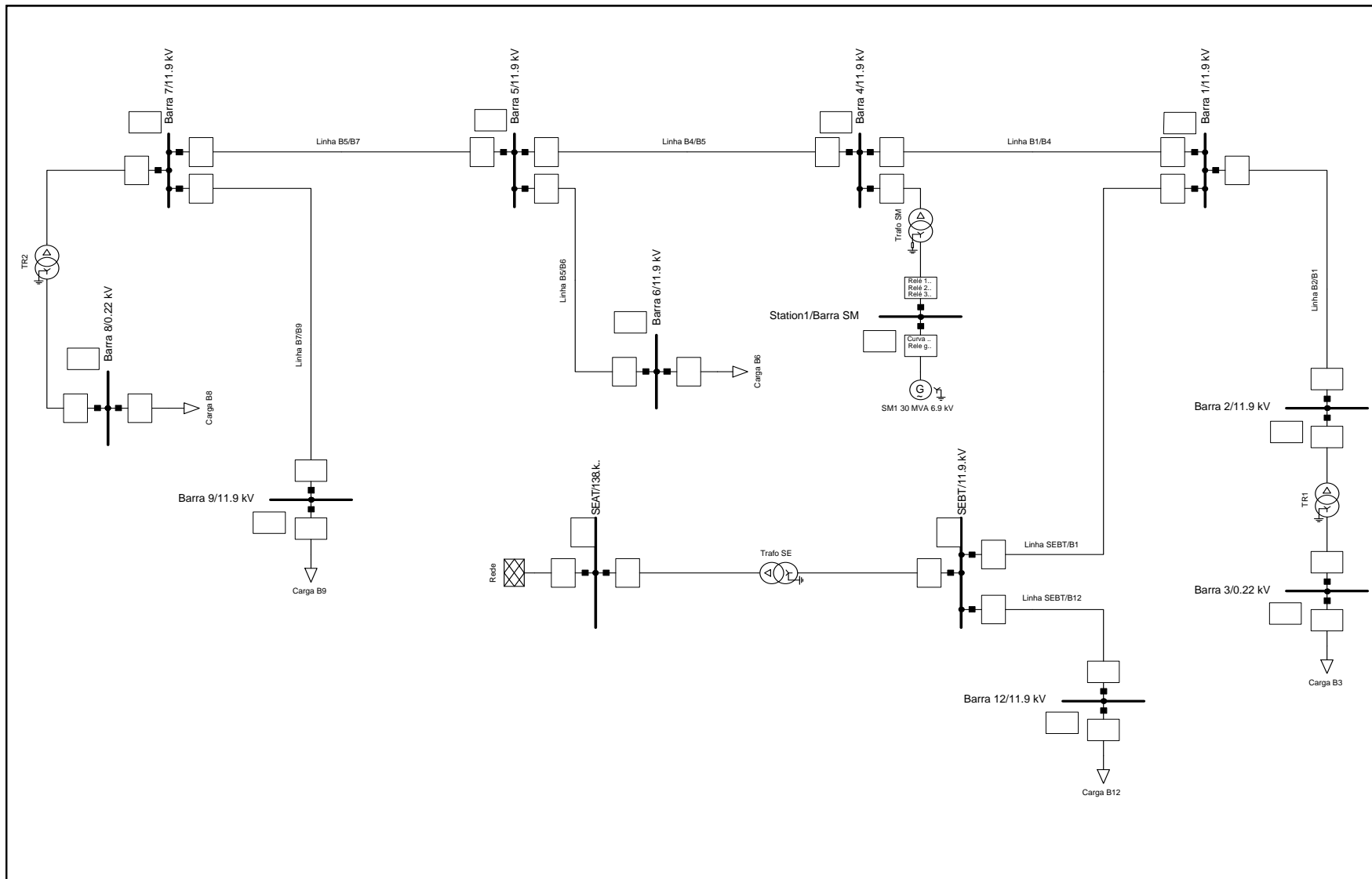


Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema simulado no *DigSILENT PowerFactory*.

2.2 Programa Computacional: *DIgSILENT PowerFactory*

O programa *DIgSILENT PowerFactory* foi desenvolvido como um pacote avançado, integrado e interativo de programas dedicados aos sistemas elétricos de potência e à análise do controle, a fim de se atingir os objetivos principais da otimização do planejamento e da operação [6]. O programa para cálculos *DIgSILENT*, componente integrante do pacote *PowerFactory*, é uma ferramenta computacional da engenharia, projetada para analisar sistemas elétricos a níveis industriais, de serviços públicos e comerciais.

O nome *DIgSILENT* provém da sigla de “Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program” (programa para cálculos e simulações digitais e redes de energia). O *DIgSILENT* versão 7 foi o primeiro software de análise de sistemas de potência no mundo a integrar uma interface gráfica baseada no diagrama unifilar [6].

Neste trabalho serão empregadas apenas as funções de cálculo de curtos-circuitos simétricos e assimétricos, fluxo de potência e as ferramentas gráficas para ajustar relés de sobrecorrente (gráficos tempo *versus* corrente).

3. Proteção da Interconexão

3.1 Introdução aos Procedimentos Adotados

Este trabalho tem como foco a definição dos ajustes de um sistema de proteção para a conexão entre um gerador distribuído e a rede elétrica, como indicado na Figura 1. Qualquer outro sistema de proteção adicional, como por exemplo, proteção de transformadores, proteção do gerador, proteção contra descargas atmosféricas (para-raios), será considerado como projeto à parte. Esclarecidos estes termos, o procedimento do trabalho se tornará mais claro.

Um projeto eficiente para um sistema de proteção, para o caso como apresentado, permite a operação do gerador distribuído em paralelo com a rede da concessionária, protegendo ambos os sistemas, evitando que sofram maiores danos quando da ocorrência de condições anormais de operação. Neste contexto, a escolha das funções de proteção é de grande importância para o projeto, visto que a aplicação ideal das mesmas permitirá a proteção adequada do sistema.

Tipicamente, as funções de proteção para conectar um gerador distribuído e a rede elétrica são estabelecidas por cada concessionária, ou seja, não existe um padrão a ser seguido. No entanto, com

o crescente interesse pela instalação de GD nos sistemas de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica, a agência reguladora do sistema elétrico brasileiro, a ANEEL, através do PRODIST (Procedimento de Distribuição) [7] redigiu um documento que recomenda a presença de algumas funções para todo projeto de proteção da conexão entre GD e a concessionária. Embora estes documentos ainda não estejam em vigor, as funções exigidas por este trabalho serão adotadas como base para o estudo em questão. As descrições das mesmas, acompanhada do código ANSI, são apresentadas a seguir [7]:

- 27 – Função de proteção contra subtensão;
- 59 – Função de proteção contra sobretensão;
- 81 – Função de proteção contra sub/sobrefrequência;
- 46 – Função de proteção contra desbalanço de corrente;
- 47 – Função de proteção contra desbalanço de tensão;
- 67 – Função de proteção contra sobrecorrente direcional de fase;
- 50 – Função de proteção contra sobrecorrente instantânea;
- 51 – Função de proteção contra sobrecorrente temporizada;
- 50N – Função de proteção contra sobrecorrente de neutro instantânea;
- 51N – Função de proteção contra sobrecorrente de neutro temporizada;
- 59N – Função de proteção contra sobretensão residual e
- 51V – Função de proteção contra sobrecorrente com restrição de tensão.

Vale ressaltar que o PRODIST permite que algumas dessas funções não estejam presentes em um projeto de proteção, no entanto deve-se justificar detalhadamente a não inclusão das mesmas, como será o caso deste trabalho.

3.2 Relé Digital Multifunção

Cabe comentar que os ajustes das funções de proteção foram realizados de acordo com as especificações técnicas de um relé digital existente no mercado. Ou seja, as magnitudes de corrente e tensão disponibilizadas pelos transformadores de corrente (TCs) e pelos transformadores de potencial (TPs) para as entradas do relé, os elementos responsáveis pelo ajuste das funções e proteção do dispositivo, são todos referenciados aos dados técnicos contidos no catálogo do relé.

Este procedimento visa demonstrar a praticidade do trabalho proposto através da utilização de procedimentos referentes a equipamento reais.

Neste contexto, a fim de atender os requisitos de proteção, o relé digital aplicado no trabalho foi o SEL 351-5-6-7, Figura 2, de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories* por possuir a maioria das funções de proteção necessárias para atender o objetivo deste trabalho [8]. A ausência de algumas das funções de proteção relacionadas no item 3.1 será oportunamente justificada.



Figura 2 – SEL 351-5, -6 -7.

A opção por modernos relés digitais para realizar a proteção da interconexão de geradores distribuídos com a rede de distribuição de energia se deve às varias funções embutidas no equipamento. Além de possuir um amplo quadro de funções de proteção ajustadas pelo usuário, o relé oferece facilidades como auto-diagnóstico de seu software e hardware que permite a fácil identificação de problemas relacionados ao mau funcionamento do equipamento e portas que realizam a comunicação facilitando o fluxo da informação entre o dispositivo e os demais equipamentos do sistema. A capacidade de registrar a oscilografia das variáveis elétricas do sistema permite o acesso às informações da causa da operação do relé e se o dispositivo operou conforme o esperado, permitindo o seu acompanhamento em toda operação envolvida.

As funções de proteção desse relé são [8]:

- Sobrecorrente (Multifase, seqüência negativa, neutro e residual) com ajustes de pick-up, temporização e curvas de ajustes independentes;
- Sobretensão de fase e de neutro;
- Subtensão e
- Sobre e subfrequência.

Observa-se que o mesmo não apresenta as funções 47 e 51V. Diante deste fato, todo o estudo será conduzido analisando se as proteções existentes no relé são suficientes para realizar a proteção

da interconexão de forma eficiente. Caso isso não se verifique, recomendações adicionais serão feitas.

3.3 Descrição

As funções de proteção recebem os dados do sistema através de instrumentos que medem as variáveis diretamente da rede, através os TPs e TCs. Estes dispositivos devem estar localizados em lugares adequados, garantindo a aquisição dos dados de maneira correta para que o sistema de proteção atue de acordo com o projeto. A Figura 3 esquematiza a localização dos TPs e TCs no sistema de tal forma que seja possível a proteção do sistema.

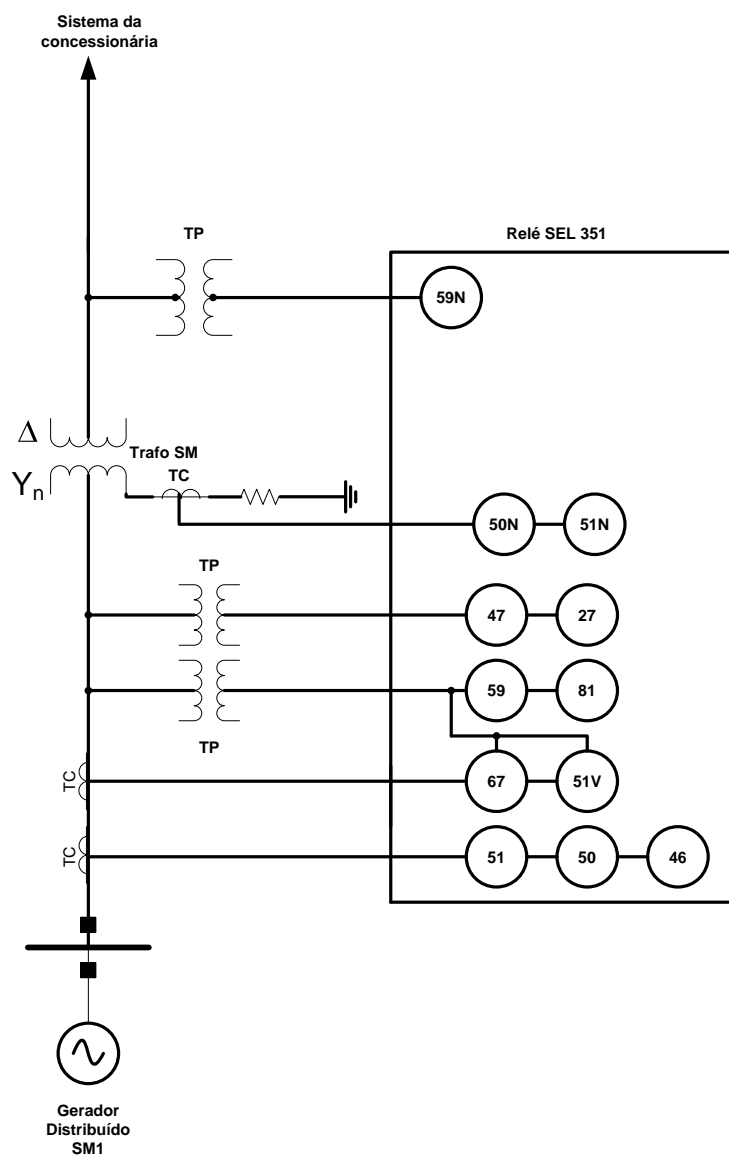


Figura 3 – Esquema de ligação das funções de proteção e dos TPs e TCs.

3.4 Ajustes das Funções de Proteção

Apontadas as funções de proteção que serão utilizadas para realizar a proteção da interconexão dos sistemas, no que segue serão comentados os ajustes de cada função apresentando os critérios e filosofias adotadas sobre o relé SEL-351 procedimento que segue são os ajustes de cada função apresentando os critérios e filosofias bem como os ajustes dos elementos do relé SEL-351.

3.4.1 Ajuste da função 46 – Função de proteção contra desbalanço de corrente

A filosofia empregada para o ajuste desta função foi assegurar a coordenação entre a função 46 e a proteção do gerador, de tal modo que a sensibilidade do relé da interconexão em ocasiões de desequilíbrio das correntes de fase seja maior que a sensibilidade de proteção da máquina. Desta forma o relé do gerador irá operar como retaguarda à proteção efetuada pelo relé SEL-351 da interconexão. Assim, se o desequilíbrio de corrente for proveniente do sistema de distribuição, o paralelismo será desfeito protegendo o gerador distribuído. Além disso, se o desequilíbrio de corrente for originado da geração distribuída, o paralelismo será desfeito para proteger os equipamentos do sistema de distribuição e em seguida o sistema de proteção do gerador se encarregará de desligá-lo.

Como já citado anteriormente, este trabalho propõe o projeto de proteção da interconexão entre o gerador distribuído e a rede da concessionária. No entanto, como a filosofia adotada exige a coordenação com o sistema do gerador, será necessário adotar uma solução que seja plausível para assegurar a proteção do gerador encontrado neste sistema, mas sem entrar em detalhes relativos à proteção específica do gerador. Sabe-se que o gerador instalado na rede é um gerador síncrono de corrente alternada com rotor cilíndrico diretamente refrigerado com capacidade de 30MVA e tensão de 6,9kV/60Hz. Este tipo de gerador possui características que determinam a capacidade de tolerar correntes de fases desequilibradas, principalmente no que se refere aos níveis de corrente de seqüência negativa. As correntes de seqüência negativa ao atingir determinados valores causam nas máquinas elétricas, entre outros problemas, um aumento repentino de temperatura que compromete o bom funcionamento do equipamento. O gerador em questão suporta sem apresentar problemas:

- 8% de componentes I_2 (corrente de seqüência negativa) em relação à corrente nominal do gerador, I_n ;
- O tempo de suportabilidade de correntes de seqüência negativa máximo é definido pela expressão $I_2^2 \cdot t = 10$ [9].

No entanto os relés modernos, por exemplo, o SEL-351, trabalha com análise referente aos níveis de corrente de sequência negativa igual a $3I_2$ por motivos de melhoria de sensibilidade na detecção de faltas [10], e por esta razão, antes de propor os ajustes ao relé, a nova referência será aplicada nas expressões acima. Abaixo seguem os cálculos para determinação das variáveis:

- $I_n = \frac{S}{V_g \times \sqrt{3}} = \frac{30M}{6,9k \times \sqrt{3}} = 2510,22A \rightarrow$ Cálculo da corrente nominal do gerador.
- $I_2 = 8\%I_n = 201,3A \rightarrow$ Cálculo da componente de sequência I_2 limite para o gerador.
- $3I_2 = 603,17A \rightarrow$ Cálculo de $3I_2$, referência do relé.

A expressão do tempo de suportabilidade também deve ser modificada a fim de atender os requisitos de operação do relé, $3I_2$:

$$9 * I_2^2 \cdot t = 10 * 9 \Rightarrow (3 \cdot I_2)^2 \cdot t = 90 \Rightarrow t = \frac{90}{(3 \cdot I_2)^2}$$

A partir das expressões levantadas pela análise dos dados nominais do gerador, podemos construir o gráfico do tempo de suportabilidade do gerador em relação à corrente de sequência negativa $3I_2$, apresentado na Figura 4.

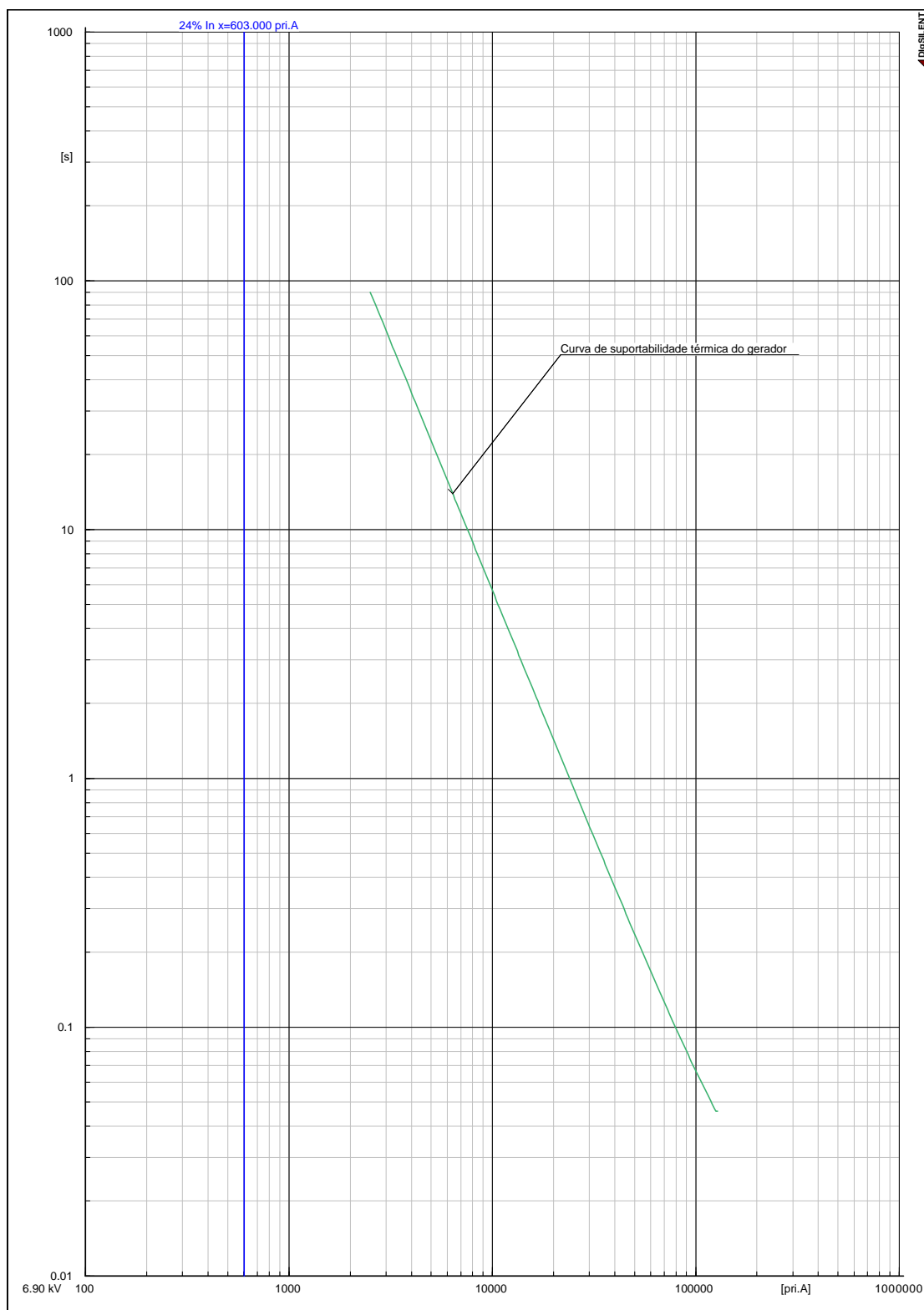


Figura 4 – Curva de suportabilidade do gerador

Neste caso, torna-se conveniente representar a função 46 de proteção do relé do gerador para garantir que o relé da proteção da interconexão seja mais sensível. Assim, utilizando a mesma referência $3I_2$ e considerando um TC de 2500 – 5 [11], a proteção 46 do gerador é definida de acordo com a Tabela 1:

Tabela 1 - Variáveis de proteção do gerador.

Variáveis	Ajustes
I pick-up ($3I_2$)	1,21 (A.secundário)
Curva	U4 – extremamente inversa.
Time dial (s)	15

A partir dos dados referentes ao sistema de proteção do gerador, torna-se possível o ajuste da função 46 da proteção da interconexão de tal forma a respeitar a filosofia adotada. No entanto, como calculado anteriormente o valor da corrente nominal é de $3I_2 = 603,17$ (A), um valor muito alto para o relé, que trabalha na faixa de corrente de operação é de 0,5 – 16 (A), no caso do SEL-351. O transformador de corrente empregado possui relação de transformação 2500 – 5 [11]. Pela relação de transformação do TC temos que o valor da corrente de pick-up será igual a $I_{pick-up} = 1,21$ (A). Para escolha da curva de corrente x tempo mais adequada para o sistema, foram avaliadas as várias curvas existentes, onde a curva U4 – extremamente inversa se apresentou como a melhor opção.

A última variável a ser determinada a fim de finalizar o ajuste, foi a escolha do *time dial* de forma que a filosofia de proteção enunciada seja respeitada. Após análise da Tabela 1, sabe-se que qualquer valor abaixo de 15 segundos atende os requisitos de maior sensibilidade da proteção do relé SEL-351 em relação o relé do gerador. Por isso, o ajuste de tempo da função 46 foi escolhido arbitrariamente igual à $TD = 9$ s, 60% do valor de *time dial* do gerador o que representa certa segurança ao sistema.

Determinado os valores das variáveis, os módulos do relé serão ajustados conforme a Tabela 2:

Tabela 2 – Ajustes do relé SEL-351, função 46.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
I pick-up ($3I_2$)	51QP	1,21 (A.secundário) Ajuste temporizado.
Curva	51QC	U4 – extremamente inversa
Time dial (s)	51QTD	9

A partir dos dados calculados podemos construir o gráfico referente à função de proteção 46, apresentado na Figura 5.

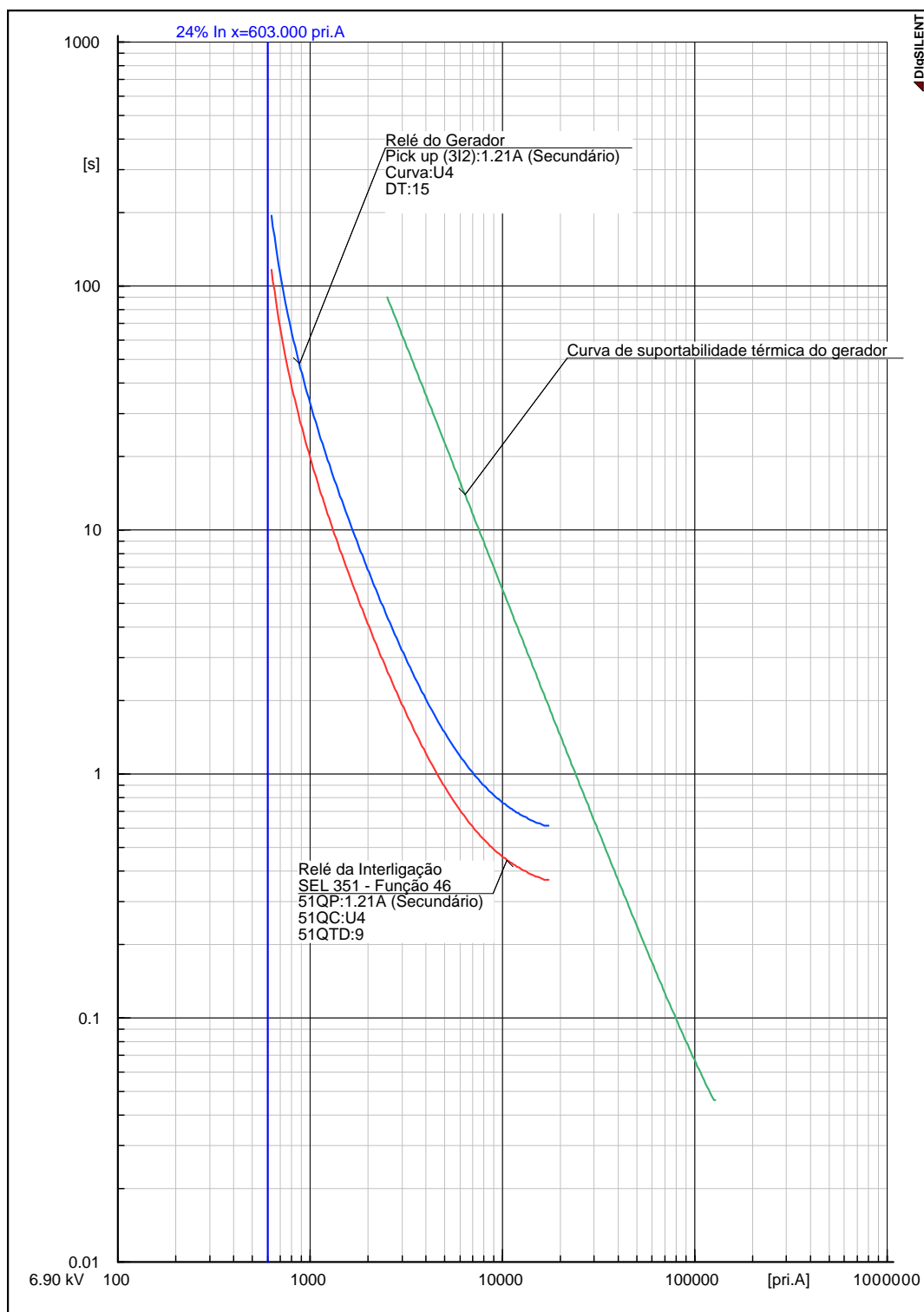


Figura 5 – Ajustes da função 46.

3.4.2 Ajuste da função 59N – Função de proteção contra sobretensão residual

Normalmente, as concessionárias de energia utilizam transformadores com conexão delta-estrela para alimentar as cargas dos consumidores trifásicos conectados aos seus sistemas de transmissão e alimentadores da distribuição. Esta configuração oferece diversos efeitos benéficos, incluindo a melhoria do balanceamento de cargas e o bloqueio de corrente de sequência zero, o que simplifica a proteção de faltas à terra. [12]

No entanto as instalações de GD que operam em paralelo com a rede podem alterar o comportamento do sistema em ocasiões de faltas na linha o que dificulta a identificação do defeito e sua eliminação do sistema. É o caso de faltas fase-terra, que causam a abertura do disjuntor da subestação da concessionária, que devido à conexão delta-estrela do transformador da interconexão, faz com que surja a possibilidade de o gerador distribuído operar sem causar alterações evidentes nas variáveis elétricas do sistema, o que não aciona a proteção. Neste caso se caracteriza uma situação de ilhamento, onde o gerador distribuído assume a carga sem a presença da concessionária, a qual não pode restabelecer o serviço devido à falta fase-terra no circuito. A solução neste caso é a retirada do gerador do sistema.

Em situações normais de operação, a componente de sequência zero da tensão tem valor nulo. Entretanto, a ocorrência de faltas fase-terra no sistema causa desbalanço nas componentes da tensão, sem alterar o módulo das tensões de fase da rede. Desta forma a tensão normal de sequência zero pode aumentar substancialmente quando o disjuntor da subestação da concessionária se abrir.

Nesta situação, a função 59N conectada ao terminal delta aberto possibilita a detecção da componente 3V0 de acordo com o Figura 6:

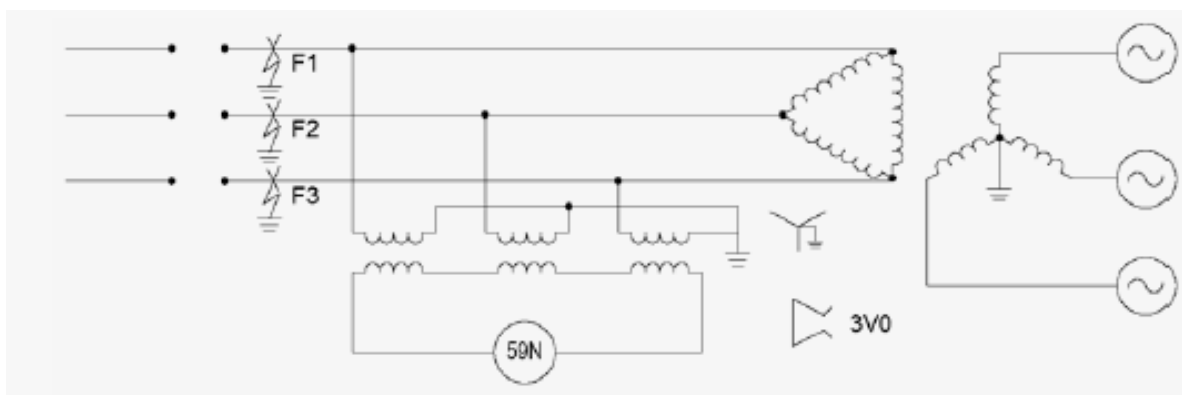


Figura 6 – Função 59N conectada ao terminal delta aberto.

A filosofia de proteção empregada no ajuste dessa função será adotar o pick-up bem sensível à presença das componentes 3V0. Por isso foram considerados os resultados da simulação de faltas fase-terra, de acordo com o Anexo C, de tal maneira a considerar valores de tensão 3V0 na barra do gerador distribuído em 2 situações:

- Com o disjuntor do gerador da concessionária ainda fechado;
- Com o disjuntor do gerador da concessionária já aberto.

Os valores de referência foram determinados a partir da análise dos resultados apresentados no Anexo C, e estão representados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores de 3V0 para os eventos.

Evento	3V0 (kV)
Antes da abertura do disjuntor	15,33
Depois da abertura do disjuntor	22,67

Respeitando a filosofia o valor de pick-up do relé será um valor ligeiramente maior que 15,33kV. O valor escolhido para pick-up é igual a:

- $V_{\text{pick-up}} = 15,5\text{kV}$.

A entrada do relé opera na faixa 0,00 – 150,00 V, neste caso será adotado o TP na configuração delta aberto com relação de transformação de $13800/\sqrt{3} - 115/\sqrt{3}$ V [13]. Portanto o ajuste do relé para a função 59N segue a Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Ajustes do relé SEL-351, função 59N.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
V pick-up (3V0)	59N1P	129,17 (V.secundário) Atuação instantânea.

3.4.3 Ajuste da função 50/51 – Função de proteção contra sobrecorrente instantânea / temporizada

A filosofia adotada para os ajustes dessas duas funções foi operar o relé instantaneamente quando as correntes de curto-circuito ultrapassarem o valor da corrente de pick-up, ou seja, neste caso a função 51 será desabilitada.

Estas funções de proteção, a 50/51, atuam quando detectadas correntes elevadas em qualquer direção da rede, isto é, qualquer barra que esteja sujeita a uma falta e provocar no sistema em que o

relé estiver instalado um valor de corrente maior que o $I_{\text{pick-up}}$ do relé, o dispositivo atuará abrindo o disjuntor da interconexão.

Novamente será considerado os resultados da simulações de faltas no circuito apresentados no anexo C. Para a realização do ajuste desta função foram considerados os resultados da simulação para os seguintes tipos de faltas:

- Faltas trifásicas (a-b-c) sem resistência de falta;
- Faltas fase – fase – terra sem resistência de falta.

Os resultados de faltas fase-terra não foram considerados por possuir proteção adequada devido ao ajuste da função 59N. Da mesma forma, os valores obtidos pela simulação faltam fase – fase, não foram considerados por apresentar valores intermediários entre os valores encontrados para as faltas trifásicas e fase – fase – terra, ou seja, são irrelevantes para o ajuste.

Para garantir a sensibilidade do ajuste para a maioria das condições de falta foi necessária a utilização da mínima corrente de falta encontrada na barra que seja maior que a corrente nominal do gerador. A mínima corrente de falta é determinada desconsiderando algumas hipóteses conservadoras da norma IEC60909 [14], a qual foi empregada pelo programa *DIGSILENT PowerFactory* para determinar os valores das correntes de curto-circuito [6]. Assim, tem-se:

- $I_{\text{pick-up}} < 3,11 \text{ kA}$, referentes à falta fase – fase – terra na barra SM. O valor escolhido para ser o valor de pick-up neste ajuste é $I_{\text{pick-up}} = 3 \text{ kA}$.

O valor escolhido para o pick-up da função 50 do relé da interligação é sensível o suficiente para desfazer o paralelismo em grande parte da ocorrência de faltas no sistema elétrico sob estudo. Analisando as tabelas C.1 e C.3 do Anexo C e o sistema elétrico da Figura 1, algumas considerações são importantes:

- O valor admitido de 3kA para pick-up do relé pode ser pouco sensível para curtos-circuitos fase-fase-terra nas barras SM e 9. Na barra SM, isso não caracteriza um grande problema visto que esta barra pode ser coberta pelas proteções diferenciais do transformador da interligação (Trafo SM) e do gerador. Em relação à barra 9, recomenda-se a instalação da proteção 51V para tornar o sistema de proteção da interligação mais sensível nesse caso;
- Com a instalação do gerador distribuído, o religador passará a operar também para faltas fase-fase-terra nas barras 2, 12 e SEBT. Com isso, o sistema de proteção da interligação deve atuar para faltas nessas barras também. No entanto, o mesmo não conseguirá

“enxergar” faltas fase-fase-terra na barra 2. Isso pode ser resolvido com a instalação da proteção 51V.

O TC utilizado segue a relação de transformação 2500 – 5 [11], pois a entrada do relé opera na faixa de corrente entre 0,25 – 100,00 A. Portanto o ajuste da função do relé estabelecida pode ser observado na Tabela 5:

Tabela 5 – Ajustes do relé SEL-351, função 50/51.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
I pick-up	50P1P	6 (A.secundário) Atuação instantânea.

A Figura 7 ilustra a operação instantânea das funções 50/51, através dos valores de pick-up de corrente ajustado. Como referência, foram apresentadas junto a Figura 7, linhas constantes que indicam os valores da corrente nominal do gerador, a corrente de pick-up do relé e corrente de falta mais elevada, $I_{m\acute{a}x} = 13,48$ kA detectada na barra 4 frente a uma falta trifásica.

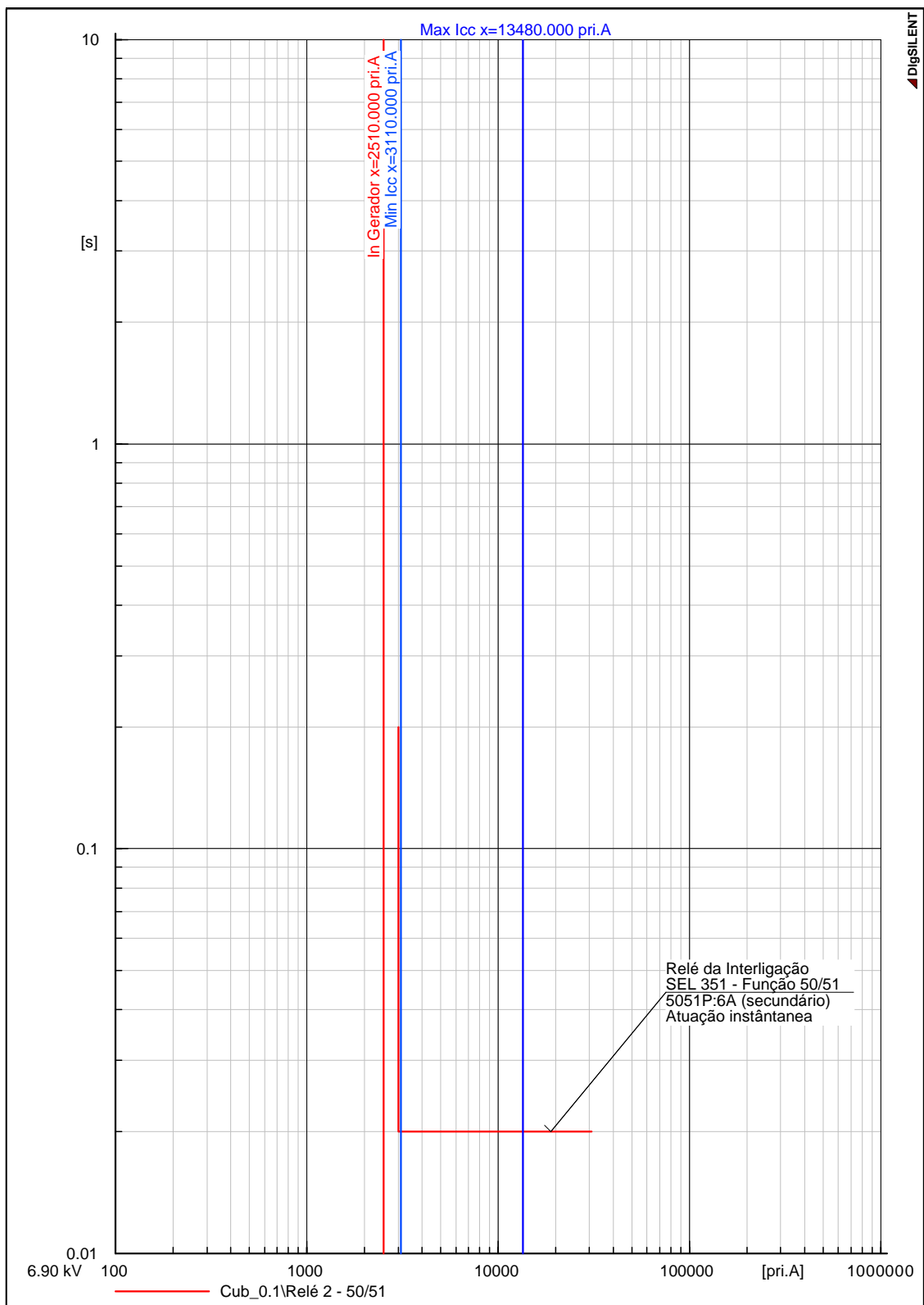


Figura 7 - Ajustes da função 50/51.

3.4.4 Ajuste da função 67 – Função de proteção contra sobrecorrente direcional de fase

A função 67 opera basicamente no mesmo princípio das funções 50/51. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em uma determinada direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

A filosofia de proteção para esta função é idêntica à idéia empregada no ajuste das funções 50/51 com o acréscimo de que a direção de corrente analisada pelo dispositivo será do gerador para o restante do sistema elétrico.

Portanto podemos utilizar as tabelas do Anexo C, com a finalidade de identificar a menor corrente de falta provinda da barra da concessionária que seja maior que a corrente nominal do gerador para ser a corrente de pick-up da função. De acordo com os dados obtidos temos o valor da corrente de pick-up desta função:

- $I_{\text{pick-up}} < 3,13\text{kA}$, referentes à falta fase – fase – terra na barra 9. O valor escolhido para ser o valor de pick-up neste ajuste é $I_{\text{pick-up}} = 3\text{kA}$.

O TC utilizado segue a relação de transformação 2500 – 5 [11], pois a entrada do relé opera na faixa de corrente entre 0,25 – 100,00 A. Portanto o ajuste da função do relé estabelecida pode ser observado na Tabela 6:

Tabela 6 - Ajustes do relé SEL-351, função 67.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
I pick-up	67P1D	6 (A.secundário) Atuação instantânea

A Figura 8 ilustra a operação instantânea da função 67. Como referência foi exposto junto a Figura 8 linhas constantes que indicam os valores da corrente nominal do gerador, a corrente de pick-up do relé e corrente de falta mais elevada, $I_{\text{máx}} = 13,48\text{ kA}$ detectada na barra 4 frente a uma falta trifásica. Do mesmo modo como realizado para a função 50/51.

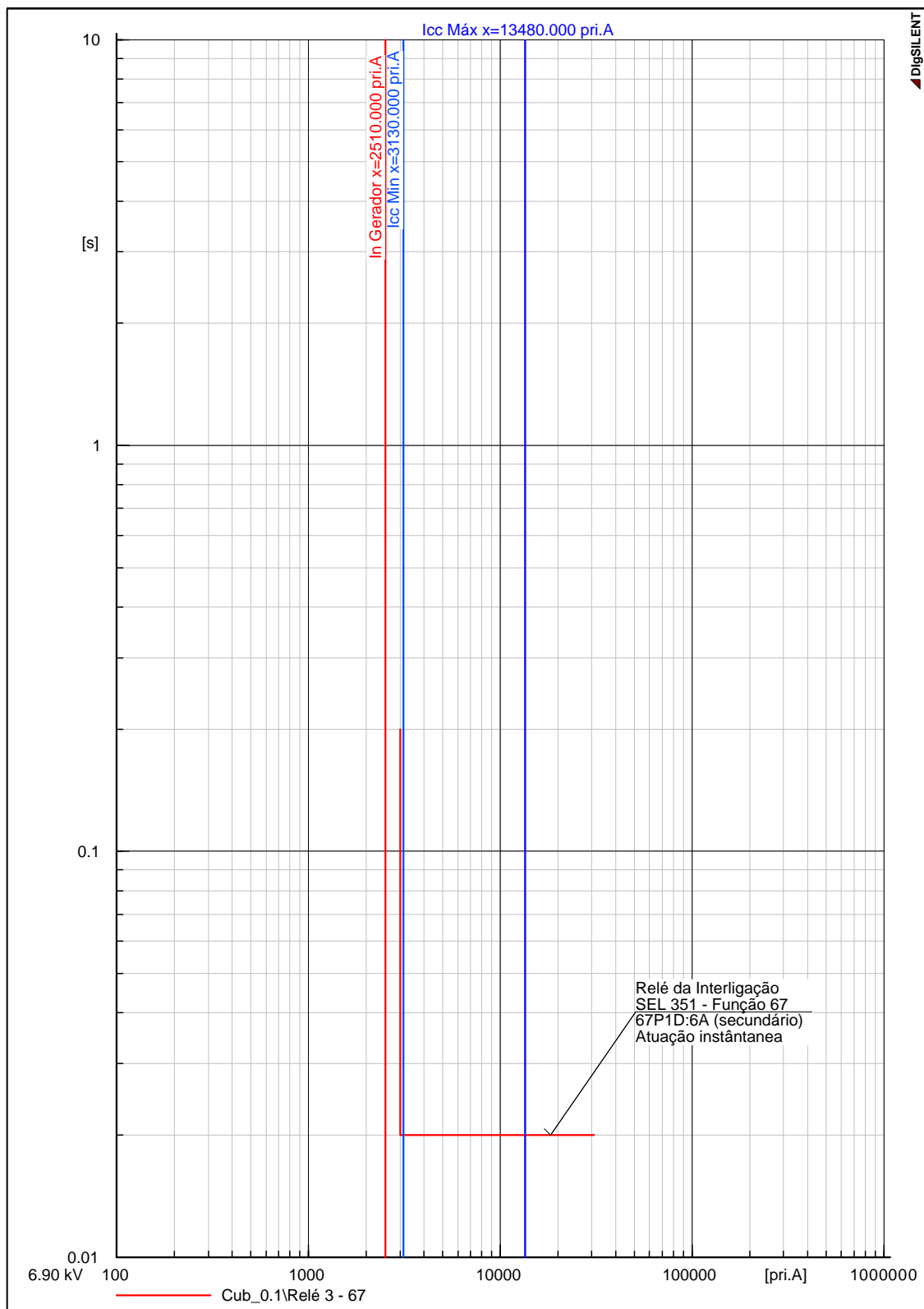


Figura 8 - Ajustes da função 67.

3.4.5 Ajuste da função 50G/51G – Função de proteção contra sobrecorrente de neutro instantânea / temporizada

As funções 50G/51G têm a finalidade de desfazer o paralelismo para faltas fase-terra entre o transformador da interconexão e o gerador distribuído. Para realizar o ajuste desta função é necessário conhecer o valor da resistência de aterramento da máquina e do neutro do transformador, neste caso $R_{\text{terra}} = 40\Omega$.

A filosofia adotada para os ajustes dessas duas funções foi operar o relé instantaneamente quando as correntes de curto-circuito, que fluem pelo terra desses equipamentos, ultrapassar o valor da corrente de pick-up, ou seja, neste caso a função 51G estará desabilitada.

A corrente de pick-up foi estimada de acordo com o valor I_t que flui pelo terra devido a faltas fase – terra na máquina. Esta corrente é limitada pelo resistor de terra a um valor $I_t = 100\text{A}$, portanto a escolha do valor da corrente de pick-up compreende um valor dentro da faixa 0 – 100 A. A fim de evitar a atuação do relé por presença de correntes de baixa amplitude que eventualmente possam fluir temporariamente pelo terra, o pick-up desta função será igual a $I_{\text{pick-up}} > 5\% I_n$, logo:

- $I_{\text{pick-up}} = 5,5\text{A}$.

Embora o valor de pick-up do relé esteja dentro da faixa de operação nominal das entradas do relé 0,25 – 100,00 A, ainda é necessária a escolha de um TC para amostrar os sinais da rede. No caso, o dispositivo escolhido opera com relação de transformação de 50 – 5A [11]. Portanto o ajuste da função do relé estabelecida pode ser observado na Tabela 7:

Tabela 7 - Ajustes do relé SEL-351, função 50G/51G.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
I pick-up	50G1P	0,55 (A.secundário) Atuação instantânea

A Figura 9 ilustra a operação instantânea das funções 50G/51G. Como referência, foi exposta junto ao gráfico, a linha constante que indica o valor da corrente máxima que pode estar presente no sistema sem causar a operação do relé.

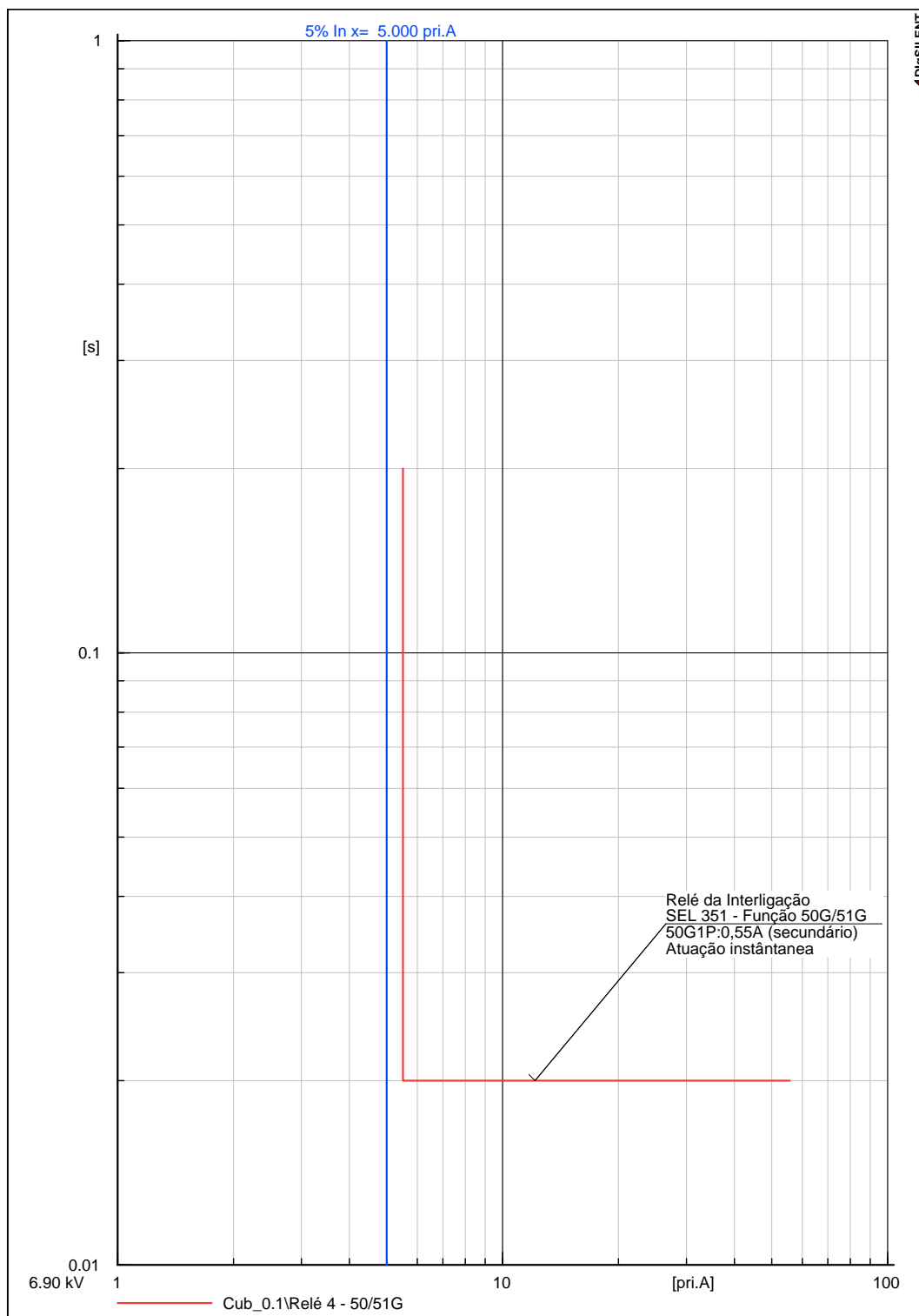


Figura 9 – Ajustes da função 50G/51G.

3.4.6 Ajuste da função 27 – Função de proteção contra subtensão

O relé 27 opera quando a tensão elétrica atingir níveis de tensão abaixo de certos valores. Este valor foi determinado através da análise de normas referentes ao nível mínimo de tensão de linha fornecida sem que haja danos aos equipamentos ligados à rede:

- Resolução da ANEEL no. 676 [15]:

Tabela 8 - Tensões recomendadas pela ANEEL 676 (valores entre 1V e 69 kV).

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

- Recomendações da norma IEEE 1547 para a interconexão de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição [16]:

Tabela 9 – Proteção contra variações anormais de tensão.

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

ger. ≤ 30 kW, máximo tempo de desconexão; ger. > 30 kW, tempos de desconexão normais.

Analisando as Tabelas 8 e 9, será admitido um valor de ajuste de subtensão de 0,85 pu e temporizado em 2 segundos, de tal maneira a respeitar ambas as resoluções. Esta temporização faz-se necessária para evitar que o paralelismo seja desfeito, por exemplo, no caso de partida de grandes motores. Situação esta que o desligamento do gerador distribuído poderia dificultar a partida do motor e agravar problemas de afundamento de tensão. Portanto o valor ajustado é $V_l < 0,85$ pu – 2 segundos, ou seja, $V_l < 5,87$ kV – 2 segundos. Este valor está fora da faixa de operação do relé que é de 0,00 – 150,00 V. O TP utilizado tem a seguinte relação de transformação $13800\sqrt{3} - 115/\sqrt{3}$ V [13]. Com isso temos o ajuste dessa função como segue a Tabela 10:

Tabela 10 - Ajustes do relé SEL-351, função 27.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
V pick-up	27P1P	48,92 (V.secundário)
Time dial (s)	SELogic	2

A temporização para esta função é determinada pelo ajustes via programação SELogic. Esta programação lógica permite que diversas funcionalidades do relé sejam associadas utilizando operadores lógicos convencionais (AND, OR, NOT...) [7].

3.4.7 Ajuste da função 59 – Função de proteção contra sobretensão

O relé 59 opera quando a tensão elétrica se eleva além de certo valor. Este valor foi determinado através da análise de normas referentes ao nível máximo de tensão de linha fornecida sem que haja danos aos equipamentos ligados à rede:

- Resolução da ANEEL no. 676 [15] de acordo com a Tabela 8;
- Recomendações da norma IEEE 1547 para a interconexão de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição [16], de acordo com a Tabela 9.

Portanto será adotado o valor mais abrangente, neste caso $V_l > 1,2$ pu, ou seja, $V_l > 8,28$ kV que será o valor de pick-up para esta função. Este valor está fora da faixa de operação do relé que é de 0,00 – 150,00 V, o TP utilizado tem a seguinte relação de transformação $13800/\sqrt{3} - 115/\sqrt{3}$ V [13]. Com isso temos o ajuste dessa função como segue na Tabela 11:

Tabela 11 - Ajustes do relé SEL-351, função 59.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
V pick-up	59P1P	69 (V.secundário) Atuação instantânea.

3.4.8 Ajuste da função 81 – Função de proteção contra sub/sobrefrequência

A função de sobre/subfrequência opera quando a frequência da rede desvia do valor nominal, 60Hz, e se mantém por um determinado tempo, aquém ou além de certo valor pré-estabelecido ou instantaneamente após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.

A proteção contra variações anormais de frequência empregada neste trabalho obedece a requisitos muito similares às recomendações da norma IEEE 1547 [16], conforme mostra Tabela 12.

Tabela 12 – Proteção contra variações anormais de frequência.

Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s)*
> 60,5	0,16
59,5 – 57,0 (ajustável)	Ajustável de 0,16 a 300
< 57,0	0,16
> 60,5	0,16

ger. ≤ 30 kW, máximo tempo de desconexão; ger. > 30 kW, tempos de desconexão normais.

Para realizar os ajustes dessa função lembra-se que há um religador na barra 1. O religador trata-se de um relé temporizado que efetua o religamento do disjuntor de um determinado circuito após certo tempo. Este equipamento é utilizado pela maioria das concessionárias de energia como o primeiro recurso para tentar restabelecer o sistema. No entanto é importante que o funcionamento deste dispositivo esteja coordenado com a operação do relé da interconexão, pois qualquer tentativa de religamento do sistema com o gerador operando “ilhado” a rede pode provocar danos graves a máquina e ao sistema como um todo, devido à perda de sincronismo ocorrido durante a abertura do disjuntor. O tempo para o primeiro religamento do religador deste trabalho é de 500 ms. Assim, o paralelismo deve ser desfeito em um tempo inferior a esse.

Levando este fato em consideração a filosofia adotada para a operação do relé de frequência da interconexão foi atuar instantaneamente após a frequência da rede atingir determinado nível de sobrefrequência e devidamente temporizado para níveis de subfrequência. Este comportamento procura evitar que o gerador distribuído esteja conectado ao sistema quando o religador tentar restabelecer o mesmo.

Além disso, observe que se o relé de frequência da interconexão for ajustado sensível demais para ser muito eficiente na detecção de ilhamento, ele pode violar os critérios contra variações anormais de frequência apresentados na Tabela 12. Por outro lado, se esses ajustes forem pouco sensíveis, o relé pode não ser eficiente para detecção de ilhamento. Portanto, o ajuste do relé de frequência deve atender a esses dois critérios simultaneamente, ou seja, detecção de ilhamento antes de 500 ms após sua ocorrência e proteção contra variações anormais de frequência. Para isso, será utilizada a metodologia da região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência, desenvolvida em [17].

Como a variação da frequência está fortemente relacionada à variação do desbalanço de potência ativa, o primeiro passo é estimar as possíveis variações do desbalanço de potência ativa do sistema elétrico da Figura 1. Sabe-se que a carga máxima desse sistema é 20,3 MW e que o gerador fornecerá 20 MW continuamente. Três condições de carregamento do sistema elétrico serão analisadas: carga máxima, carga média (50% da carga máxima) e carga mínima (20% da carga máxima). Para determinar os desbalanços, foram consideradas duas prováveis ilhas: uma delimitada pelo religador e outra pela subestação da concessionária. Assim, foram realizadas simulações de fluxo de carga e medidos os fluxos de potência ativa nas fronteiras dessas duas prováveis ilhas. Esse fluxo corresponde ao desbalanço de potência ativa caso ocorra uma situação de ilhamento. Os valores são mostrados na Tabela 13, em que valores positivos indicam excesso de potência ativa na provável ilha, portanto, sobrefrequência.

Tabela 13 – Fluxo de potência na barra 1 e na barra SE.

	Carga mínima (MW)	Carga média (MW)	Carga máxima (MW)
Barra 1	18,04	16	12,54
Barra SE	14,85	9	-1,06

Transformando estes valores em p.u., referentes ao valor de potência do gerador, 30MVA temos:

Tabela 14 - Fluxo de potencia na barra 1 e na barra SE, valores em p.u.

	Carga mínima (pu)	Carga média (pu)	Carga máxima (pu)
Barra 1	0,6	0,53	0,418
Barra SE	0,495	0,3	-0,035

Com estes valores podemos determinar a variação de frequência do sistema para as situações de carga simuladas acima através da solução da equação de oscilação da máquina síncrona, resultando na seguinte fórmula:

$$\Delta f = \frac{t \cdot f_0 \cdot \Delta P}{2 \cdot H}, \text{ valor em Hz.} \quad (1)$$

Onde:

- $t = 500$ ms, tempo referente ao religador (máximo tempo requerido para a detecção do ilhamento);
- $H = 1,5$ s, constante de inércia da máquina;
- ΔP em pu, fluxo de potência do sistema Tabela 14;
- $f_0 = 60$ Hz, frequência da rede.

Os valores de variação de frequência obtidos através da substituição dos valores acima são:

Tabela 15 – Valores da variação de frequência Δf do sistema.

	Δf Carga mínima (Hz)	Δf Carga média (Hz)	Δf Carga máxima (Hz)
Barra 1	6	5,3	4,18
Barra SE	4,95	3	-0,35

Portanto as frequências do sistema influenciadas pelas variações ocorridas na rede para os casos simulados são:

Tabela 16 – Frequência do sistema para os casos simulados.

	f Carga mínima (Hz)	f Carga média (Hz)	f Carga máxima (Hz)
Barra 1	66	65,3	64,18
Barra SE	64,95	63	59,65

Segundo a Tabela 16, observa-se que com exceção da situação de carga máxima e abertura do disjuntor da Barra SE, em todos os outros casos ocorre uma variação de frequência significativa capaz de acionar facilmente o relé de sobrefrequência antes de 500 ms. Portanto, para sobrefrequência o ajuste escolhido será 61 Hz com atuação instantânea. Este ajuste foi escolhido um pouco maior do que o recomendado na Tabela 12, por questões de segurança, a fim de minimizar atuações indevidas do relé para situações de oscilação normal da frequência do sistema elétrico.

O ajuste dos elementos de sobrefrequência do relé segue na Tabela 17:

Tabela 17 - Ajustes do relé SEL-351, função 81 para sobre – frequência.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
Lógica do relé	E81	≥ 1
Frequência nominal da rede	NFREQ	60 Hz
f pick-up	81D1P	61 Hz Atuação instantânea.

Por outro lado, voltando à Tabela 16, observa-se que no caso de subfrequência, a variação do desbalanço de potência ativa observada provocou uma variação de -0,35 Hz em 500 ms. Se o relé for ajustado para atuar neste caso, os critérios da Tabela 12 certamente serão violados. Para tentar sanar este problema, a metodologia da região de aplicação [17] será utilizada no intuito de que ambos os critérios de proteção sejam simultaneamente satisfeitos.

Inicialmente, utilizando a equação (1) devidamente modificada para obter o tempo em função do desbalanço de potência ativa, traçam-se curvas, denominadas curvas de desempenho [17] referentes

aos limites dos ajustes de subfrequência da Tabela 12. Essas curvas relacionam o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa [17]. Elas são construídas considerando a equação (1) devidamente modificada e seguindo as etapas abaixo:

- Δf , que se refere à curva de frequência desejada;
- $H = 1,5$ s, constante de inércia da máquina;
- $f_0 = 60$ Hz, frequência da rede;
- Varia-se ΔP de 0 a 1 pu;
- Para cada variação de ΔP , obtém-se t , referente ao tempo de atuação do relé.

Conseguimos traçar as curvas de desempenho. Abaixo segue o gráfico com as curvas referentes às frequências de referência de ajuste que $f_1 = 59,5$ Hz e $f_2 = 57$ Hz, destacando o limite de tempo, $t = 500$ ms de operação que é determinado pelo tempo máximo requerido para desconexão :

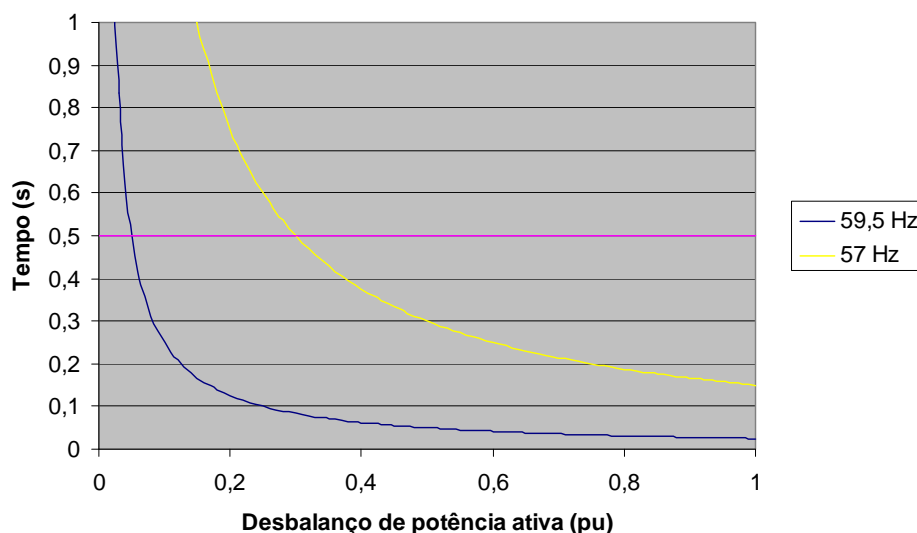


Figura 10 – Gráfico de desempenho referente às frequências de referência.

Portanto, de acordo com Figura 10, para que o ajuste escolhido satisfaça a ambos os critérios de proteção, sua curva de desempenho deve se situar entre as curvas de 59,5 Hz e 57 Hz. A interseção da curva de desempenho do ajuste escolhido com a reta dos 500 ms define a quantidade mínima de desbalanço de potência ativa capaz de ativar o relé de subfrequência em um tempo inferior a 500 ms. Sendo assim a curva de $f_3 = 59,3$ Hz temporizada em 0,25s foi analisada, conforme ilustra a Figura 11. A temporização foi necessária para minimizar e/ou evitar casos de atuação indevida do relé.

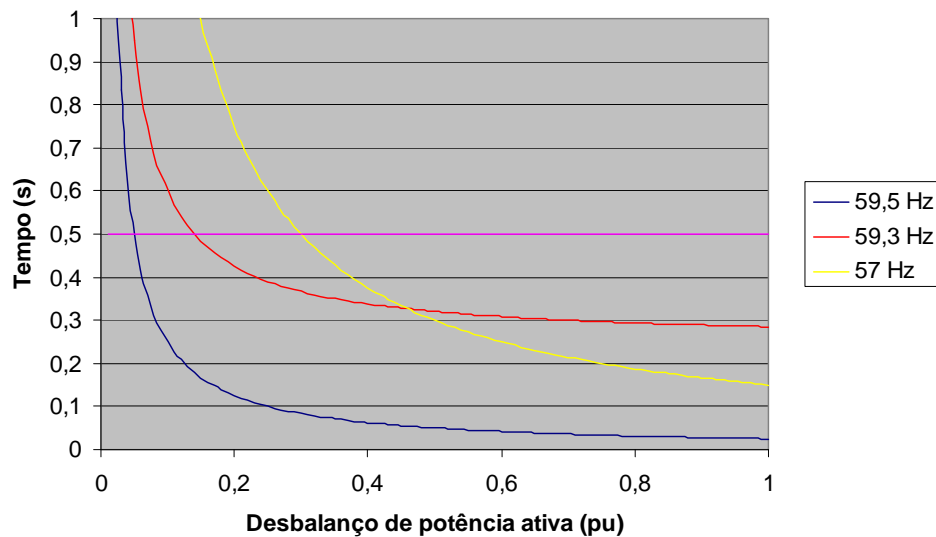


Figura 11 – Gráfico de desempenho $f = 59,3$ Hz.

Nota-se que a curva de desempenho para $f_3 = 59,3$ Hz atua com um tempo muito alto para desbalanços maiores que $\Delta P = 0,46$ pu, o que inviabiliza o ajuste por esta frequência. Para contornar este problema será utilizada uma composição das curvas $f_3=59,3$ Hz e $f_2=57$ Hz, a fim de permitir o ajuste, de acordo com o gráfico a seguir:

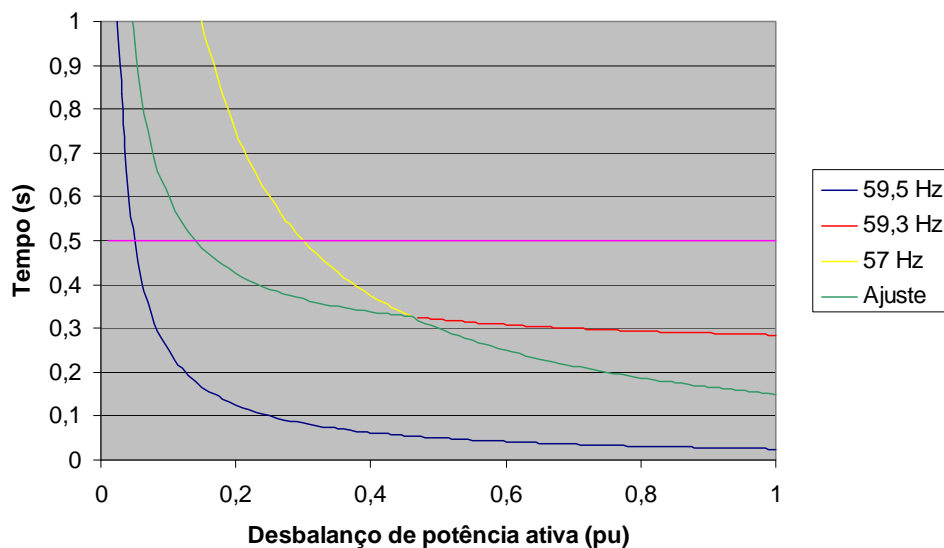


Figura 12 – Gráfico de desempenho do ajuste.

Portanto, o ajuste da função de subfrequência será composto de dois estágios, de acordo com a Tabela 18. Observa-se que para desbalanços inferiores a $\Delta P = 0,14$ pu o relé de subfrequência não

será capaz de detectar o ilhamento em um tempo inferior a 500 ms. Para resolver este problema, algumas alternativas são propostas:

- Instalar um relé de taxa de variação de frequência (df/dt): é um relé mais sensível que o de frequência ou,
- Alterar o ponto de operação do gerador de forma que os possíveis desbalanços de potência ativa sejam sempre grandes o suficiente para provocar a atuação dos relés de frequência ou,
- Instalar proteção baseada em supervisão e comunicação, ou seja, o religador e o disjuntor da subestação da concessionária são constantemente monitorados e assim, a atuação de um desses dispositivos provocaria um envio de sinal para o disjuntor da interconexão, desfazendo o paralelismo entre gerador distribuído e rede elétrica. Como exige um sistema de monitoramento, comunicação e controle, essa alternativa tende a ser muito cara. Onde a análise da melhor opção pode ser uma proposta para um novo trabalho.

Tabela 18 – Ajustes do relé SEL-351, função 81 para sub – frequência.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
Lógica do relé	E81	≤ 1
Frequência nominal da rede	NFREQ	60 Hz
f pick-up	81D2P	59,3Hz
Time dial (s)	81D2D	0,25

3.4.9 Ajuste da função 47 – Função de proteção contra desbalanço de tensão

Como prevê as normas do PRODIST, a ausência de qualquer função de proteção, que seja exigida pela instituição, em um projeto de proteção deve ser justificada.

No caso deste trabalho não haverá realização de ajustes para a função 47 devido à limitação técnica do relé SEL-351 que não oferece proteção para desbalanço de tensões de fase. O fato do projeto de proteção realizado neste trabalho não possuir ajustes para a função 47 não inviabiliza o trabalho, pois os ajustes realizados para a função 46 asseguram a proteção do sistema contra desequilíbrios das componentes de fase do circuito.

3.4.10 Ajuste da função 51V – Função de proteção contra sobrecorrente com restrição de tensão

A função 51V por operar através do monitoramento de componentes de corrente e de tensão oferece aumento da sensibilidade da proteção de sobrecorrente de um sistema. Esta função é temporizada e por apresentar maior sensibilidade pode ser utilizada em sistemas sensíveis a correntes elevadas.

Embora a filosofia adotada para realizar os ajustes da função 50/51 foi a de operar instantaneamente quando o valor da corrente ultrapassar valores predeterminados, observou-se que existem dois casos em que esta função aumentaria a eficiência do sistema de proteção da interconexão do gerador distribuído (ver seção 3.4.3). Esta função não foi tratada neste trabalho, pois não existe no relé SEL-351 empregado.

3.5 Tabela de ajustes

As Tabelas 19 e 20 apresentam todos os ajustes realizados de acordo com os critérios e filosofia adotados durante o trabalho.

Tabela 19 – Tabela com os ajustes finais do Relé SEL 351.

Função ANSI 46	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TCs
	I pick-up (3I ₂)	51QP	1,21 (A.secundário) Ajuste temporizado.	2500 – 5 A
	Curva	51QC	U4 – extremamente inversa	
	Time dial (s)	51QTD	9	
Função ANSI 59N	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TPs
	V pick-up (3V0)	59N1P	129,17 (V.secundário) Atuação instantânea.	13800/√3 – 115/√3
Função ANSI 50	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TCs
	I pick-up	50P1P	6 (A.secundário) Atuação instantânea.	2500 – 5 A
Função ANSI 51	Desabilitada	****	****	****
Função ANSI 67	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TCs
	I pick-up	67P1D	6 (A.secundário) Atuação instantânea	2500 – 5 A
Função ANSI 50G	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TCs
	I pick-up	50G1P	0,55 (A.secundário) Atuação instantânea	2500 – 5 A
Função ANSI 51G	Desabilitada	****	****	****
Função ANSI 27	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TPs
	V pick-up	27P1P	48,92 (V.secundário) Atuação instantânea.	13800/√3 – 115/√3
Função ANSI 59	Variáveis	Portas do relé	Ajustes	TPs
	V pick-up	59P1P	69 (V.secundário) Atuação instantânea.	13800/√3 – 115/√3

Tabela 20 – Tabela com os ajustes finais das componentes de frequência do relé.

Variáveis	Portas do relé	Ajustes
Lógica do relé	E81	≥ 1
Frequência nominal da rede	NFREQ	60 Hz
f pick-up	81D1P	61 Hz Atuação instantânea.
Variáveis	Portas do relé	Ajustes
Lógica do relé	E81	≤ 1
Frequência nominal da rede	NFREQ	60 Hz
f pick-up	82D2P	59,3 Hz
Time dial (s)	82D2D	0,25

4. Conclusão

Desafio para os próximos anos, a expansão da matriz energética no país encontra muitos empecilhos para se desenvolver. Obras para construir grandes unidades geradoras poderiam resolver a carência de energia elétrica prevista para os próximos anos. No entanto a necessidade de grandes investimentos, problemas ambientais e tempo de implantação muito longo afastam o interesse dos investidores. Neste contexto a geração distribuída se apresenta como uma ótima alternativa, pois opera com equipamentos de baixa e média potência, o que não apresenta a necessidade de altos investimentos, o tempo de construção e implementação é baixo além de minimizar os impactos ambientais.

Nestes termos, este trabalho apresentou um estudo completo para o ajuste do sistema de proteção da interligação entre o sistema de distribuição e um gerador distribuído, ilustrado pela Figura 1. O objetivo principal de tal estudo foi assegurar a operação harmoniosa entre ambos os sistemas interconectados. Os resultados mostraram que o quadro de ajustes, escolhidos por norma, atendem os objetivos do trabalho. No entanto, fica a necessidade de instalação de um relé 51V de tal forma a aumentar a sensibilidade e a confiabilidade do sistema de proteção projetado.

5. Referências Bibliográficas

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder. *Distributed generation: a definition*. Royal Institute of technology, 2000.
- [2] INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. GD – *Um negócio e um complemento à geração centralizada*. INEE, 2004.
- [3] C. J. Mozina. *Interconnect Protection of Dispersed Generators*. Becwith Electric Co., Inc, não datado.
- [4] L.T. Borges, D.M. Falcão, Z. S. M. Junior, A. Manzon. *Análise do Impacto da localização e dimensão da GD na confiabilidade, Perdas elétricas e Perfil de tensão de redes de distribuição*. Anais do II CINETEL, 2003.
- [5] D. Rossi. *Análise do impacto de um gerador síncrono de médio porte conectado em rede de distribuição de energia elétrica*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.
- [6] DIGSILENT PowerFactory. *User Manual*. Consultado em <http://www.digsilent.de>, dia 27 de outubro de 2007.
- [7] PRODIST - Procedimento de distribuição. *Módulo 3*. Consultado em <http://www.aneel.gov.br>, dia 29 de outubro de 2007.
- [8] Catálogo Relé SEL – 351. Manual do usuário. Consultado em <http://www.selinc.com/sel-351.htm>, dia 29 de outubro de 2007.
- [9] IEEE Standards Coordinating Committee 23. *Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems*, IEEE Std 242, 2001.

- [10] E. D. Schweitzer, J. J. Kumm. *Coordenação e aplicação do elemento de sobrecorrente de sequência negativa na proteção da distribuição SEL*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1997.
- [11] A. C. Caminha. *Introdução à proteção dos sistemas elétricos*. Edgard Blucher, 1977.
- [12] B. Behrendt. *Proteção para fontes deltas não esperadas*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., não datado.
- [13] CELG – Norma técnica – *Transformador de Potencial, especificação*. NTC – 3, 2005.
- [14] I. Kasikci. *Short-Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC-60909*. Wiley-VCH, 2002.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Resolução nº 676, de 19 de dezembro de 2003*, 2003. Consultado em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003676.pdf>, dia 09 de novembro de 2007.
- [16] IEEE Standards Coordinating Committee 21. *Distributed resources with electric power systems*, IEEE Std 1547, 2003.
- [17] J. C. M. Vieira. *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.
- [18] G. Kindermann. *Proteção de sistemas elétricos de potencia*. Edição do autor, Vol. 2, 2006.

Anexos

Anexo A - Características dos Componentes Constituintes do Sistema Elétrico

- Transformador SE (Subestação)

Este transformador tem os parâmetros dados abaixo:

Tabela 21 – Dados do transformador SE.

Potência nominal	25 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Tensão do lado de alta	138 kV com ligação em Δ (delta)
Tensão do lado de baixa	11,9 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)
Impedância de seqüência positiva (+) / negativa (-)	14,75 %
Impedância de seqüência zero	12,54 %

Além disso, o transformador tem um ajuste no tap para proporcionar uma tensão maior na saída (tap = 1,05%).

- Características das Linhas

Os cabos das linhas são de alumínio, e os valores das impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero são:

Tabela 22 - Impedâncias de seqüência +/- e zero dos cabos.

	Ohm/km
$R_+ = R_-$	0,1876
R_0	0,3639
$X_+ = X_-$	0,4034
X_0	2,0658

Dadas as características dos cabos constituintes das linhas, seus comprimentos, em km, seguem conforme especificado abaixo:

Tabela 23 – Comprimento das linhas.

Linha	Comprimento (km)
B1/B4	0,75
B2/B1	1,50
B4/B5	0,50
B5/B6	1,00
B5/B7	0,25
B7/B9	1,00
SEBT/B1	1,00
SEBT/B10	1,00

- **Transformadores de Cargas do Sistema**

Os transformadores TR1 e TR2 têm características similares apenas diferenciando na potência nominal:

Tabela 24 - Parâmetros dos transformadores das cargas menores do sistema.

	TR1	TR2
Potência nominal	125 kVA	250 kVA
Frequência nominal	60 Hz	
Tensão do lado de alta	11,9 kV com ligação em Δ (delta)	
Tensão do lado de baixa	0,22 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)	
Impedância de seqüência +/-	3,25 %	
Impedância de seqüência zero	2,60 %	

TR1 alimenta a carga B3 (carga ligada à barra 3) e TR2 alimenta a carga B8, conforme mostra o diagrama unifilar do sistema (Figura 1).

- **Cargas do Sistema**

O sistema apresenta as seguintes cargas conectadas a si (situação de carga máxima):

Tabela 25 – Potência das cargas do sistema.

Cargas	Potência
Carga B3	0,1 MVA
Carga B9	3 MVA
Carga B6	4 MVA
Carga B12	13 MVA
Carga B8	0,2 MVA

Todas elas apresentam fator de potência igual a 0,94 indutivo.

• **Gerador Distribuído**

Transformador SM

O transformador que conecta o gerador ao sistema tem como parâmetros:

Tabela 26 – Parâmetros do transformador do gerador.

Potência nominal	40 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Tensão do lado de alta	11,9 kV com ligação em Δ (delta)
Tensão do lado de baixa	6,9 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)
Impedância de seqüência +/-	8,00 %
Impedância de seqüência zero	6,80 %

Gerador SM

O gerador possui como características:

Tabela 27 – Parâmetros do gerador.

Tipo de pólos		Lisos		Número de pólos		2 pares	
Potência nominal		30 MVA		Tensão nominal		6,9 kV	
Tipo de conexão		Yg (estrela aterrada)		Fator de potência		0,95 (indutivo)	
Constante de inércia		1,5 s					
Xd	1,400 p.u.	X'd	0,231 p.u.	X''d	0,118 p.u.	Xq	1,372 p.u.
X'q	0,800 p.u.	X''q	0,118 p.u.	T'do	5,500 s	T''do	0,050 s
T'qo	1,250 s	T''qo	0,190 s				
Resistência do estator		0,0014 p.u.		Reatância de dispersão		0,050 p.u.	

Anexo B – Descrição das Funções Utilizadas no Sistema

Este anexo dedica-se a descrever brevemente as funções de proteção utilizadas neste trabalho a fim de detalhar quais variáveis são analisadas pela função do relé [18].

- **27 – Função de subtensão:** Esta função opera quando a tensão elétrica abaixa além de um valor ajustado.
- **59 – Função de sobretensão:** Esta função opera quando a tensão elétrica ultrapassa um valor previamente estabelecido (ajustado). A função 59N é uma vertente dessa função, no entanto atua em relação à sobretensão de neutro.
- **81 – Função de sobre/subfrequência:** Esta função atua quando a frequência elétrica se desvia da nominal e, se mantém por certo tempo, aquém ou além de certo valor predeterminado ou por uma preestabelecida taxa de mudança da frequência.
- **46 – Função de desbalanço de corrente de fase:** O princípio de funcionamento desta função ocorre quando o relé detecta correntes polifásicas desequilibradas ou componentes de sequência negativas acima de determinado valor ajustado.
- **47 – Função de sequência de fase de tensão:** Este dispositivo de proteção funciona quando o valor da sequência de fase das tensões polifásicas ultrapassa certo valor ajustado. Opera também quando ocorre inversão de fase, subtensão ou perda de fase.
- **67 – Função de sobrecorrente direcional de fase:** Esta função opera, somente quando, a corrente elétrica alternada flui em uma determinada direção, com valor maior do que seu pré-ajustado.
- **50 – Função de sobrecorrente instantâneo:** Esta função opera instantaneamente se a corrente de curto – circuito decorrente de um defeito, no sistema elétrico ou no equipamento, ultrapassar um valor pré-ajustado. A função 50N é uma vertente dessa função, no entanto atua em relação à sobrecorrente de neutro.
- **51 – Função de sobrecorrente temporizado:** É uma função que atua com um retardo intencional de tempo, quando a corrente elétrica alternada em um circuito exceder um valor pré-ajustado. O retardo da função 51 do relé pode ser:
 - De tempo definido;
 - De tempo inverso.

A função 51N é uma vertente dessa função, no entanto atua em relação à sobrecorrente de neutro.

- **51V – Função de sobrecorrente com restrição de tensão:** é uma função que atua de acordo com o valor da tensão: subtensão ou sobretensão dos valores pré-ajustados, e dependendo desta restrição pode permitir ou não a função de sobrecorrente que também integra esta função.

Anexo C – Tabelas de Correntes de Falta Simuladas no Sistema

O Anexo C apresenta os resultados das simulações de faltas trifásicas, fase-fase-terra e faltas fase-terra ocorridas nas barras do circuito com tensão maior ou igual a 11,9 kV, representadas na Figura 1. Para tanto foram consideradas as faltas como sólidas ($R_{falta}=0$), as tabelas C.1, C.2, C.3 e C.4, apresentam os valores das correntes de curto-circuito e para o caso de faltas fase-terra os valores de $3V_0$. Os cálculos de curto-circuito são realizados segundo a norma IEC60909 [14], que é o padrão empregado pelo programa *DIgSILENT PowerFactory* [6].

Tabela 28 – Faltas trifásicas no sistema.

Barra	Curto-circuito na barra	Corrente de curto-circuito no ramo do relé (em 6,9 kV)
1	11,5 kA	10,2 kA
2	5,88 kA	5,02 kA
4	12,55 kA	13,48 kA
5	9,28 kA	9,96 kA
6	6,04 kA	6,49 kA
7	8,19 kA	8,8 kA
9	5,56 kA	5,97 kA
SEBT	13,44 kA	7,64 kA
SM	26,47	7,03 kA

Tabela 29 – Faltas fase-terra no sistema, componentes $3I_0$.

Barra	$3I_0$ na barra	$3I_0$ (Função 50G) no relé
1	5,53 kA	0
2	2,66 kA	0
4	4,02 kA	0
5	3,19 kA	0
6	2,25 kA	0
7	2,89 kA	0
9	2,09 kA	0
SEBT	12,53 kA	0
SM	0,22 kA	0,11 kA

Tabela 303 - Faltas fase-terra no sistema, componentes $3V_0$.

Barra	$3V_0$ com concessionária	$3V_0$ sem concessionária
1	15,33 kV	22,67 kV
2	7,36 kV	22,67 kV
4	17,47 kV	22,67 kV
5	13,84 kV	22,67 kV
6	9,78 kV	22,67 k V
7	12,54 kV	22,67 kV
9	9,11 kV	22,67 kV
SEBT	8,42 kV	22,67 kV
SM	0	0

Tabela 31 – Faltas fase-fase-terra.

Barra	Curto-circuito na barra	Corrente de curto-circuito no ramo do relé (em 6,9 kV)
1	Ia = 0 Ib = 4,94 kA Ic = 5,2 kA 3Io = 3,60 kA	Ia = 5,14 kA Ib = 4,91 kA Ic = 9,39 kA
2	Ia = 0 Ib = 3,22 kA Ic = 3,40 kA 3Io = 1,75 kA	Ia = 3,39 kA Ib = 3,21 kA Ic = 6,37 kA
4	Ia = 0 Ib = 6,17 kA Ic = 6,20 kA 3Io = 2,611 kA	Ia = 6,17 kA Ib = 6,15 kA Ic = 12,05 kA
5	Ia = 0 Ib = 5,21 kA Ic = 5,20 kA 3Io = 2,07 kA	Ia = 5,18 kA Ib = 5,1 kA Ic = 10,07 kA
6	Ia = 0 Ib = 3,80 kA Ic = 3,92 kA 3Io = 1,47 kA	Ia = 3,91 kA Ib = 3,78 kA Ic = 7,55 kA
7	Ia = 0 Ib = 4,71 kA Ic = 4,81 kA 3Io = 1,88 kA	Ia = 4,79 kA Ib = 4,69 kA Ic = 9,30 kA
9	Ia = 0 Ib = 3,57 kA Ic = 3,69 kA 3Io = 1,37 kA	Ia = 3,68 kA Ib = 3,55 kA Ic = 7,10 kA
SEBT	Ia = 0 Ib = 5,04 kA Ic = 5,61 kA 3Io = 7,68 kA	Ia = 5,59 kA Ib = 5,02 kA Ic = 7,37 kA
SM	Ia = 0 Ib = 14,55 kA Ic = 14,02 kA 3Io = 0,13 kA	Ia = 0,02 kA Ib = 0,02 kA Ic = 0,02 kA