

Capítulo III - Contribuição da Geração Distribuída através de PCH's no Sistema Elétrico de Média Tensão; sob o aspecto da proteção

Henrique Muller⁴

Vicente de Lima Gongora⁵

RESUMO

Em um cenário no qual a demanda por energia é crescente, os estímulos à geração distribuída (GD) se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética. No entanto, a inserção de fontes de GD representa uma grande mudança de paradigma para as distribuidoras no que se refere ao seu planejamento, operação e manutenção. Transforma um sistema anteriormente radial em um sistema em anel, com mais de uma fonte de contribuição para o curto-circuito. Este trabalho trata da modelagem computacional de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com dois geradores, conectada na rede de média tensão, onde serão elencados os principais impactos ao Sistema Elétrico de Potência (SEP); bem como, soluções e exigências adotadas pelas distribuidoras para mitigá-los quanto aos aspectos de proteção tais como, a coordenação, sensibilidade, seletividade, rapidez, suportabilidade e segurança. Conclui-se com os resultados obtidos, que é possível solucionar os problemas originados pela GD e atender todas as exigências das concessionárias quanto aos aspectos de proteção e segurança.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Curto Circuito; Estudo de Proteção

⁴Pós-graduando em Eng. de Automação Industrial; Faculdade de Tecnologia SENAI Londrina. E-mail: henriquemuller79@hotmail.com.

⁵ Prof. Dr.; Faculdade de Tecnologia SENAI Londrina. E-mail: vicente.gongora@pr.senai.br.

APPROACH ON THE ASPECT OF PROTECTION IN THE MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL SYSTEM UNDER THE INFLUENCE OF THE CONTRIBUTION OF THE DISTRIBUTED GENERATION

ABSTRACT

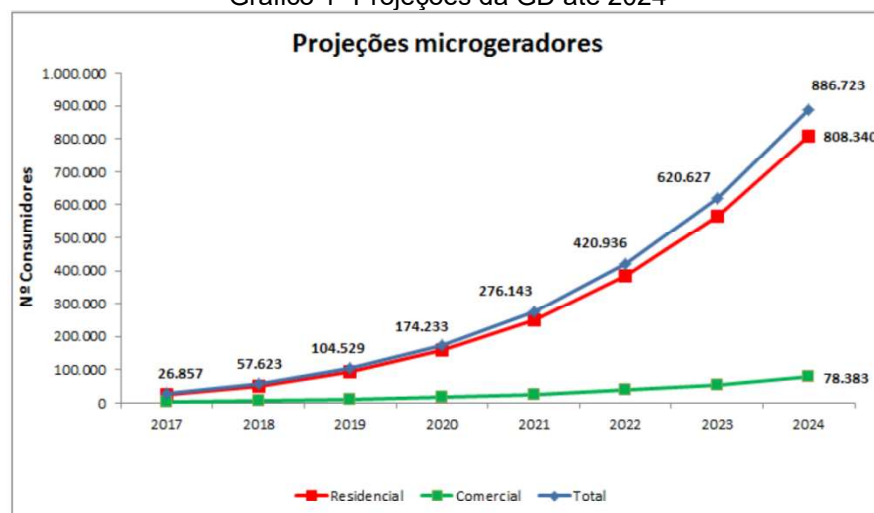
In a scenario in which demand for energy is increasing, the incentives to distributed generation (GD) are justified by the potential benefits that such modality can provide to the electric system. Among them are the postponement of investments in expansion of transmission and distribution systems, low environmental impact, reduction in network loading, minimization of losses and diversification of the energy matrix. However, the insertion of GD sources represents a major paradigm shift for distributors in their planning, operation and maintenance. It transforms a previously radial system into a ring system, with more than one source of contribution to the system. short circuit. This work deals with the computational modeling of a Small Hydroelectric Power Plant (SHP) with two generators, connected in the medium voltage network, where the main impacts to the Electric Power System (SEP) and the solutions and requirements adopted by the distributors will be listed, protection, such as coordination, sensitivity, selectivity, speed, compatibility and safety. It concludes with the results obtained, that it is possible to solve the problems originated by GD and to meet all the requirements of the concessionaires regarding the aspects of protection and security.

Key-words: Distributed generation; Short Circuit; Protection Stury

1. INTRODUÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) revisou as projeções de crescimento do mercado de geração distribuída no Brasil, reduzindo em aproximadamente 30% a capacidade instalada estimada para 2024. Em novembro de 2015, a agência previa que o número de unidades consumidores com capacidade de produzir sua própria energia atingiria 1,23 milhão em 2024, totalizando 4,6 GW. A nova projeção aponta para 886,7 mil unidades e 3,2 GW de capacidade. A atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024 consta na Nota Técnica nº 56/2017.” A expectativa é que em 2024 haja 808,3 mil (2,4 GW) residências com sistemas de microgeração e 78,3 mil (783 GW) unidades comerciais conforme indicado no gráfico 1” (ANEEL, 2017, p.8).

Gráfico 1- Projeções da GD até 2024



Fonte: Nota Técnica nº 056/2017-SRD / ANEEL

A agência também projeta para 2024 mais de 800 mil residências no Brasil produzindo a própria energia elétrica através da fonte Solar, com isto, pode-se evidenciar que em um futuro breve haverá uma grande mudança no perfil da matriz energética Brasileira e mundial decorrente do avanço na área da GD.

São diversos benefícios para o sistema oriundos da GD; além de se reduzir o uso do sistema de transmissão e contribuir para a redução do carregamento das redes até um dado nível de penetração, prioriza-se o consumo no local da produção, podendo reduzir as perdas térmicas, uma vez que as mesmas são proporcionais ao quadrado das correntes envolvidas ao longo do caminho percorrido.

De acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima-se que fontes de energias alternativas tais como eólica, solar, biomassa e as PCHs (pequenas centrais hidrelétricas) passarão a ter uma maior importância na matriz energética nacional. As previsões são de que até 2024, enquanto a capacidade instalada das hidrelétricas crescerá em torno de 33%, o das fontes não-renováveis crescerão em torno de 50%. Já as fontes eólicas, solar, biomassa e PCHs crescerão mais do que 160%, elevando a contribuição de 16% para 27% da capacidade total instalada do país.

Este trabalho, tem como objetivo apresentar os impactos causados pela GD, proveniente de PCHs, tanto nos aspectos técnicos, como nos de segurança; observando-se o sistema operando em anel; ou seja, com mais de uma fonte de energia alimentando o mesmo. E desta forma, apresentar propostas de soluções para as exigências adotadas pelas distribuidoras, a fim de, mitigá-los.

Com o crescimento da GD conforme mostrado no gráfico 1, torna-se extremamente importante a realização de estudos de proteção de forma minuciosa, verificando-se os principais problemas causados à proteção dos sistemas de potência, tais como a alteração dos níveis de curto-circuito para cada conexão de acessante.

“Para o estudo de proteção, os valores das correntes de curto-circuito deverão ser calculados, e cada componente do sistema deve ser modelada e representada sob a ótica do seu comportamento frente às correntes de curto” (KINDERMANN, 2010, p.1)

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 NTC – Acesso de geração distribuída (GD) ao sistema Copel (Com comercialização de energia)

A concessionária Copel possui a norma técnica NTC 905100, destinada a estabelecer padrões quanto ao acesso de GD no seu sistema de distribuição, e visa à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas, em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O objetivo desta norma é fornecer os requisitos para acesso de geradores de energia elétrica ao sistema elétrico de distribuição da COPEL em Média Tensão - MT (13,8 kV e 34,5 kV) e em Alta Tensão - AT (69 kV e 138 kV),

excluindo as Demais Instalações de Transmissão – DIT pertencentes às transmissoras e os casos de adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Mini e Microgeradores) (NTC 905100, 2017, p.4).

Segundo a NTC 905100 define-se os tipos de conexões, em função da potência instalada.

2.1.1 Acessantes de Geração de 76 kW até 300 kW

ii. A conexão deverá ser trifásica em MT (34,5 ou 13,8 kV), através de religador padrão COPEL (especificação REL-01). Na entrada da unidade geradora deve ser instalado transformador exclusivo do acessante. Para esta faixa de potência é admitido o uso de proteção na BT dentro da planta da unidade e, dependendo dos estudos de conexão realizados pela COPEL, a conexão em pingo na rede (NTC 905100, 2017, p.19).

2.1.2 Acessantes de Geração de 301 kW até 500 kW

iii. A conexão deverá ser trifásica em MT (34,5 ou 13,8 kV) através de religador padrão COPEL (especificação REL-01). Na entrada da unidade geradora deve ser instalado disjuntor de MT, relés de proteção secundários e transformador exclusivo do acessante, podendo ser conectado em pingo na rede ou por intermédio de linha expressa diretamente a uma subestação, dependendo dos estudos de conexão realizados pela COPEL. Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados, disponibilizando a supervisão e comandos no COD (NTC 905100, 2017, p.19).

2.1.3 Acessantes de Geração de 501 kW até 1000 kW

iv. A conexão deverá ser trifásica em MT (34,5 ou 13,8 kV) através de religador padrão COPEL (especificação REL-01). Na entrada da unidade geradora deve ser instalado disjuntor de MT, relés de proteção e transformador exclusivo do acessante, podendo ser conectado em pingo na rede ou em linha expressa diretamente a uma subestação, dependendo dos estudos de conexão realizados pela COPEL. Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados, disponibilizando a supervisão e comandos no COD (NTC 905100, 2017, p.19).

2.1.4 Acessantes de Geração de 1001 kW até 2000 kW

v. Dependendo dos estudos de conexão realizados pela COPEL, alguns acessantes de 1001 a 2000 kW poderão ser conectados em pingo ao sistema de distribuição, em função do circuito e/ou da subestação acessados. Caso haja esta possibilidade, o acessante deverá seguir as premissas dispostas no item "iv". Caso contrário, deverá seguir as premissas dispostas no item "v", a seguir (NTC 905100, 2017, p.19).

2.1.5 Acessantes de Geração acima de 2000 kW

vi. A conexão deverá ser em linha expressa em MT (34,5 ou 13,8 kV) ou AT (69 ou 138 kV), a partir de uma subestação da COPEL, com disjuntor ou religador (conforme padrão da Copel na subestação acessada), relés de

proteção e transformador exclusivo do acessante. Serão exigidas adequações nas proteções dos setores 69/138 kV das subestações. Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados, disponibilizando a supervisão e comandos no COD (NTC 905100, 2017, p.19).

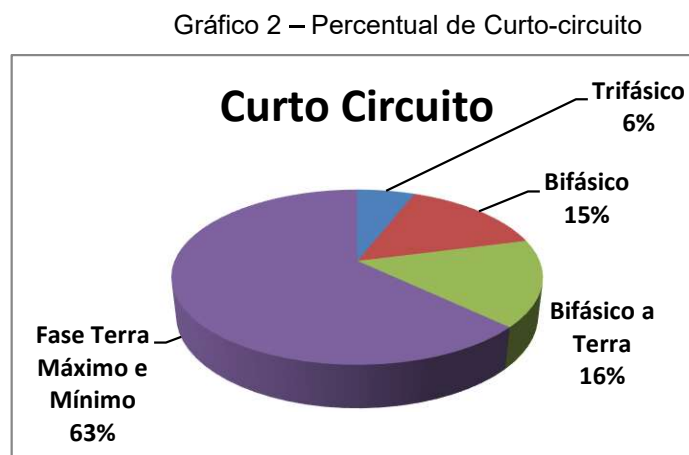
2.2 Curto-Circuito

Conforme Kindermann (2010, p.37), um curto-circuito consiste em um contato entre condutores sob potenciais diferentes. Tal contato pode ser direto (franco ou através de impedância) ou indireto (através de arco voltaico). Os curtos-circuitos são geralmente chamados “defeitos” ou “faltas” (*faults*) e ocorrem de maneira aleatória nos sistemas elétricos.

Quando da ocorrência de um curto-circuito no sistema, a impedância vista pelo gerador síncrono cai violentamente. Em consequência, o gerador tentando garantir as suas condições operativas, injeta no sistema uma corrente de curto-circuito elevada. O defeito só será eliminado com o adequado funcionamento da proteção e a devida abertura do disjuntor correspondente.

2.2.1 Tipos de Curto Circuito e percentual de ocorrência no SEP.

Os curtos-circuitos ocorridos no Sistema Elétrico de Potência classificam-se conforme o gráfico 2:



Fonte: Adaptado de, KINDERMANN (2010, p.154)

Conforme o gráfico 2, estes são os quatro tipos de curto-circuito que ocorrem no sistema elétrico de potência:

- ✓ Trifásico
- ✓ Bifásico

- ✓ Fase Terra Máximo
- ✓ Fase Terra Mínimo

2.2.2 Valor por Unidade (PU)

Geralmente em todas as formulações, cálculos etc., as grandezas envolvidas têm implicitamente como base o valor por unidade.

Quando se deseja, para uma ou várias grandezas, usar como valor por unidade, todos os valores destas grandezas ficam medidos em relação ao número prefixado. Esta alteração, dependendo do caso, produz facilidades. A formulação usando esta técnica é amplamente conhecida como resolução por unidade (pu), podendo ser usada em qualquer ramo da ciência.

Especificamente na Engenharia Elétrica sua utilização para representar o Sistema de Energia Elétrica em pu. Esta forma produz vantagens na simplificação da modelagem e resolução dos sistemas e pode ser calculada, utilizando-se a equação 1, da seguinte forma:

$$\text{Valor pu} = \frac{\text{Valor real da grandeza}}{\text{Valor base da grandeza}} \quad (1)$$

2.2.3 Corrente de Base

Para calcular as correntes que circulam pelas fases de um sistema, é necessário multiplicar as correntes de curto-circuito simétricas, ou seja, as componentes simétricas do sistema pela corrente de base do mesmo sistema.

Para calcular a corrente de base, utiliza-se a equação 2:

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{base}}} \quad (2)$$

2.2.4 Mudança de base de uma grandeza (Impedância)

Geralmente os dados de placa dos transformadores não coincidem com a base na qual o sistema está sendo calculado. Assim sendo, é necessária uma mudança de base da impedância do transformador, e deve ser efetuada conforme a equação 3:

$$Z_{pu_novo} = Z_{pu_velho} \cdot \frac{(I_{base_velha})^2}{(I_{base_nova})^2} \cdot \left(\frac{S_{base_nova}}{S_{base_velha}} \right) \quad (3)$$

A equação 3, é utilizada para obter a mudança de base do sistema, onde **Ibase** representa a corrente de base nova e velha, **Sbase** representa a potência de base nova e velha e **Zbase** representa a impedância de base nova e velha

2.3 Componentes Simétricas

Conforme o Kindermann (2010, p.218), para o cálculo do curto-circuito Fase Terra Mínimo, leva-se em consideração uma resistência de falta (RF). Corresponde ao valor adotado nos estudos de proteção para o cálculo das correntes de curto-circuito fase-terra mínima.

Conforme o MIT 162503 (2016, p.8.), a resistência de falta a ser adotada nos estudos é de $3xR_f = 40 \Omega$ (Ohms). Um dos critérios para o projetista de proteção do Sistema Elétrico é conhecer os valores de resistência de falta para curto-circuito que envolvam a terra. Poderão ser utilizados valores maiores de resistência de falta nos cálculos de correntes de curto-circuito.

Fortescue, por meio do teorema intitulado de “método de componentes simétricos aplicados a solução de circuitos polifásicos”, estabeleceu que um sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n’ sistemas de fasores equilibrados, denominados de componentes simétricos dos fasores originais. A expressão analítica geral para um sistema desequilibrado em “n” fases e das pelas expressões (KINDERMANN,2010, p.38).

2.3.1 Teorema de Fortescue a sistemas trifásicos

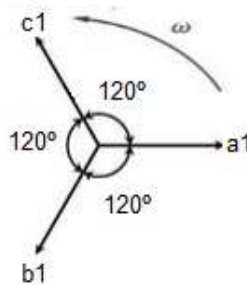
A formulação de Fortescue é válida para qualquer sistema com n fases, sendo que o sistema elétrico mais utilizado no mundo é o trifásico; far-se-á então, um aprofundamento no sentido de se analisar todas as peculiaridades do Teorema de Fortescue aplicado a um sistema elétrico trifásico.

“Um sistema Trifásico de três fasores desbalanceados pode ser decomposto em três sistemas de três fasores balanceados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero” (KINDERMANN, 2010, p.38).

2.3.2 Sistema Trifásico de Sequência Positiva

É um conjunto de 3 fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo, defasados de 120° , com sequência de fase idêntica à do sistema trifásico original desbalanceado, sendo representado pelo índice 1 conforme a figura 1.

Figura 1 - Sequência Positiva



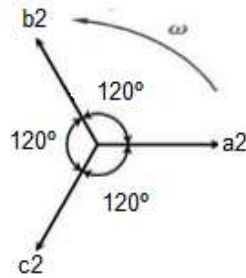
Fonte: KINDERMANN (2010, p. 41)

“É interpretado como um operador matemático que aplicado a um fasor, gira-o de 120° no mesmo sentido da operação indicada pela velocidade ω_1 da sequência positiva” (KINDERMANN,2010, p.40).

2.3.3 Sistema Trifásico de Sequência Negativa

É um conjunto de 3 fasores equilibrados, girando numa sequência de fase contrária à do sistema original desbalanceada, em velocidade síncrona a da sequência positiva, sendo representada pelo índice 2 conforme a figura 2.

Figura 2 - Sequência Negativa



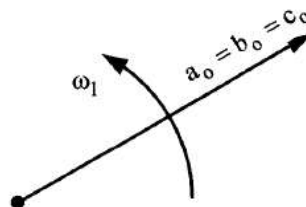
Fonte: KINDERMANN (2010, p.43)

“Nota-se que do ponto de vista do observador não houve nenhuma mudança. O mesmo ocorre no enrolamento de uma fase da máquina síncrona, ou de um transformador” (KINDERMANN, 2010, p.43).

2.3.4 Sistema Trifásico de Sequência Zero

É um conjunto de 3 fasores iguais, em fase. Girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado, isto é, da sequência positiva, e é representada pelo índice 0 conforme a figura 3.

Figura 3 - Sequência Zero



Fonte: Adaptado de, KINDERMANN (2010, p. 44)

“A figura 3 representa o diagrama fasorial trifásico de sequência zero” (KINDERMANN, 2010, p. 44).

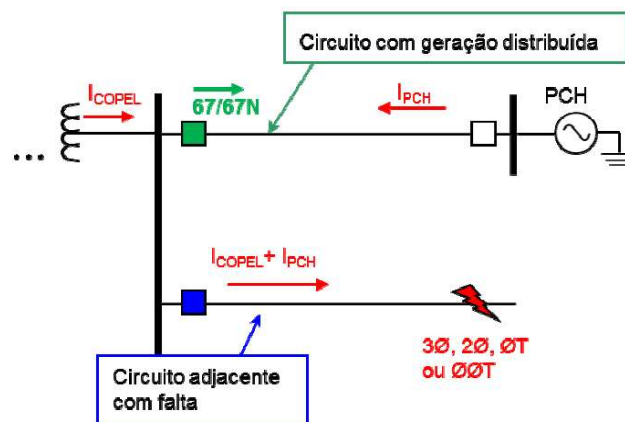
2.4 Função de Sobrecorrente Direcional (Função 67 e 67N)

“Os relés de sobrecorrente direcionais, são empregados quando o sistema opera em anel; e, como o próprio nome indica, ele tem sensibilidade direcional em relação ao sentido do fluxo de energia que trafega pelo sistema” (KINDERMANN, 2005, p.179).

Em circuitos onde existam acessantes de geração conectados, será necessário ativar a função direcional de fase e neutro nos religadores automáticos, afim de evitar a atuação indevida destes equipamentos.

Quando ocorrem curto-circuitos em alimentadores adjacentes, pode ser que a contribuição do acessante de geração atue a proteção 50/51 e/ou 50/51N do RA do circuito onde o acessante está conectado. Dessa maneira, a função 67 e 67N precisa ser ajustada para que os sensores de fase e neutro do RA sensibilizem-se somente para correntes de falta sentido SE fonte para a acessante de geração (MIT 162503, 2016, p.57).

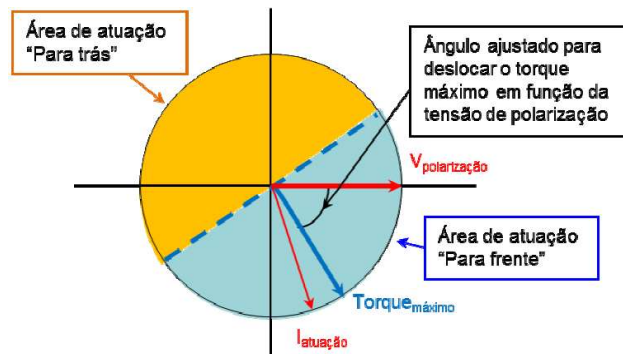
Figura 4 – Circuito com geração distribuída



Fonte: MIT 162503 (2016, p.57)

As formas de ajustar variam conforme o tipo de equipamento empregado, mas consistem, basicamente, de um ângulo a ser deslocado da tensão de polarização (para 67N, em geral, é a tensão de sequência zero) coletada da barra onde está instalado o RA e da direção da corrente para a qual este equipamento deverá atuar (Ex.: atuar “para frente” ou atuar “para trás”). A direção depende de como está instalado fisicamente o RA (Ex.: RA instalado com o lado fonte voltado para a SE e com o lado carga voltado para o circuito) (MIT 162503, 2016, p.56).

Figura 5 – Ajuste de direcional



Fonte: MIT 162503 (2016, p.57)

“E se a corrente utilizada para atuação estiver dentro da área ajustada, o RA iniciará a temporização da curva de sobrecorrente de fase e/ou neutro interrompendo o curto-circuito” (MIT 162503, 2016, p.57).

“A direcionalidade é dada pela comparação fasorial das posições relativas da corrente de operação e tensão de polarização. Essa defasagem é que produz o sentido da direção do fluxo de energia da corrente de operação ou curto-circuito” (KINDERMANN, 2005, p.180).

2.5 Ilhamento da GD

O ilhamento define a condição de operação na qual uma fonte GD permanece energizando o sistema no qual está conectado, mesmo que este esteja fora de operação. Segundo Filho (2005), a situação de ilhamento apresenta, na verdade, uma situação de enorme risco para os funcionários das concessionárias de energia elétrica, no caso de desligamento do sistema para manutenção, pois a rede pode permanecer energizada devido à conexão da GD. Essa condição pode ser intencional, quando a configuração é planejada com base em estudos que garantirão a qualidade da energia suprida aos consumidores pela GD, ou não-intencional, quando ocorre em função de faltas que ocasionam a abertura de disjuntores da concessionária.

Esta função é feita através de um relé comparativo da medição de ângulo entre duas tensões, duas corrente ou entre tensão e corrente. São utilizados na falta de sincronismo de máquinas síncronas. Sua atuação ocasiona o desligamento do disjuntor (KINDERMANN, 2005).

De maneira geral, ilhamentos tem sido evitados, embora já existam esforços no sentido de mitigar os riscos e maximizar os benefícios do atendimento planejado de cargas via geração distribuída, visando aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção.

Conforme a NTC 905100:

A proteção anti-ilhamento deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer retardo intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição. O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O circuito de sincronismo do gerador só deve permitir nova sincronização num tempo de retardo ajustável nos relés de proteção, contado após o retorno de tensão oriunda da rede de distribuição da COPEL. Para este valor de retardo, é sugerido um valor

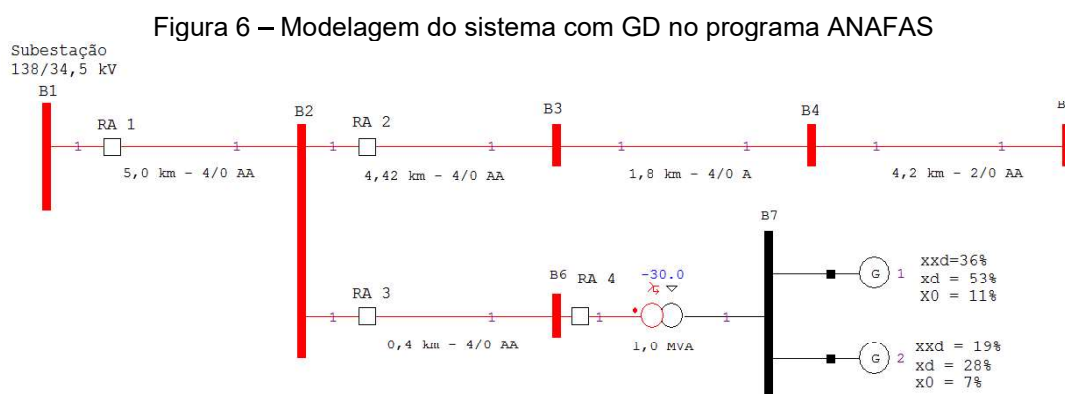
superior a 2 minutos, ficando a cargo do engenheiro projetista a sua adoção ou valores diferentes que sejam estudados para cada caso de conexão (NTC 905100, 2017, p.27).

3. METODOLOGIA

Neste trabalho foi modelado uma conexão na rede de MT de 34,5 kV para uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 1 MW de potência instalada, com dois geradores síncronos de polos salientes com potência nominal de 650 kVA e 280 kVA.

Conforme a figura 3, o gerador de 650 kVA opera em uma velocidade de 240 rpm e o de 280 kVA em 1200 rpm e ambos geram em 440V.

O sistema foi modelado conforme a figura 3, utilizando o programa Anafas (programa computacional utilizado para cálculo de curtos-circuitos e análise de faltas simultâneas na rede elétrica), para os quatro tipos de curtos-circuitos; Trifásico, Bifásico, Fase Terra Máximo e Fase Terra Mínimo, para os seguintes pontos; B1, B2, B3 e B6.



Fonte: Do autor

A conexão da PCH à rede de média tensão da concessionária ocorre através de um transformador elevador de 440 V para 34,5 kV, com potência nominal de 1000 kVA com potência ativa máxima fornecida pela usina de 668 kW.

O ponto de conexão no alimentador, fica distante 5,5 km a jusante, da SE 138 / 34,5kV.

3.1 Procedimentos para o Estudo de Proteção

Para o estudo de curto-circuito, o sistema foi modelado conforme segue:

3.1.1 Base considerada

As bases consideradas neste estudo foram:

$$S_{base} = 100 \text{ [MVA];}$$

$$V_{base} = 34,5 \text{ [kV];}$$

$$I_{base} = 1673,5 \text{ [A];}$$

$$Z_{base} = 11,90 \text{ [\Omega];}$$

3.2 Concessionária de Energia

Sistema de suprimento de energia elétrica da concessionária foi modelado como sendo uma fonte de tensão ideal “atrás” de uma Impedância.

Seguem as correntes de curto-circuito e as impedâncias no ponto de entrega, ou seja, no ponto de conexão da PCH:

Curto-circuito:

$$3\varnothing = 1396 \text{ [A];}$$

$$2\varnothing = 1209 \text{ [A];}$$

$$1\varnothing = 1386 \text{ [A];}$$

Impedâncias:

$$Z_1 = 1,2041 \angle 86,3836^\circ \text{ [p.u.];}$$

$$Z_0 = 0,3068 \angle 84,5608^\circ \text{ [p.u.];}$$

3.3 Relação de TCs e TPs

Quadro 1 – Relação de TCs e TPs

Equipamento	TC	TP
Gerador 1	1000/5	440/220
Gerador 2	500/5	440/220
Religador 1	1000/1	$(34500/\sqrt{3}) / 115$
Religador 2	1000/1	$(34500/\sqrt{3}) / (115/\sqrt{3})$
Religador da Concessionária	1000/1	$(34500/\sqrt{3}) / (115/\sqrt{3})$

Fonte: Adaptado do Catálogo de especificações Schneider-electric (2018)

3.4 Transformador de Potência

O transformador de potência foi modelado por uma impedância série, calculada conforme Kindermann (2010) a partir dos valores de suas impedâncias percentuais (Z%), foram utilizadas as impedâncias percentuais fornecidas pelo fabricante.

Nos cálculos foram utilizados os valores reduzidos (85% de Z1) para impedância de sequência zero.

Quadro 2 – Dados do transformador de potência

Fabricante	Romagnole Transformadores
Tipo de Ligação	YNd11
Relação de Transformação	34500/440
Potência (kVA)	1000
Impedância (%)	1000/1

Fonte: Adaptado do Catálogo do fabricante Romagnole (2018)

Cálculos de mudança de base feitos conforme a equação 3.

$$Z2 = Z1$$

$$Z0 = 0,85.Z1(4)$$

Na equação 4, **Z0** representa a impedância de sequência zero, **Z1** representa a impedância de sequência positiva e **Z2** representa a impedância de sequência negativa.

As novas impedâncias para a base adotada serão:

$$Z1 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1} \cdot \left(\frac{34,5}{34,5} \right)^2 = 5,5(pu)$$

$$Z2 = 5,5(pu)$$

$$Z0 = 0,85.5,5 = 4,675(pu)$$

3.5 Geradores

Gerador 1

O quadro 3 mostra, as constantes de amortecimento do Gerador 1.

Quadro 3 – Constante de amortecimento do gerador 1

Gerador 1 - 650 kVA			
	Impedância (pu)		Constante de Amortecimento (s)
Xd	1,1	Td0'	5,25
X'd	0,53	Td0"	0,03
X''d	0,36	Td0'''	0,05
X2	0,4		
X0	0,11		

Fonte: Adaptado do catálogo especificações de Geradores WEG (2018)

Calculado conforme Kindermann (2010), as novas impedâncias para a base adotada e constantes de amortecimento serão:

As novas impedâncias para a base adotada serão:

$$X_d = 1,1 \cdot \frac{100}{0,65} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 169,23(pu)$$

$$X'd = 0,53 \cdot \frac{100}{0,65} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 81,54(pu)$$

$$X''d = 0,36 \cdot \frac{100}{0,65} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 55,38(pu) \quad (5)$$

$$X_2 = 0,40 \cdot \frac{100}{0,65} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 61,54(pu)$$

$$X_0 = 0,11 \cdot \frac{100}{0,65} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 16,92(pu)$$

As equações 5 são utilizadas para calcular as constantes de amortecimento do gerador 1.

Gerador 2

O quadro 4 demonstram as constantes de amortecimento do Gerador 2.

Quadro 4 – Constante de amortecimento do gerador 2

Gerador 1 - 280 kVA			
	Impedância (pu)		Constante de Amortecimento (s)
X _d	1,3	T _{d0'}	5,25
X' _d	0,4	T _{d0''}	0,03
X'' _d	0,36	T _{q0''}	0,05
X ₂	0,4		
X ₀	0,15		

Fonte: Adaptado do catálogo especificações de Geradores WEG (2018)

Calculado conforme Kindermann (2010), as novas impedâncias para a base adotada e constantes de amortecimento serão:

As novas impedâncias para a base adotada serão:

$$X_d = 1,3 \cdot \frac{100}{0,28} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 464,29(pu)$$

$$X'd = 0,40 \cdot \frac{100}{0,28} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 142,86(pu)$$

$$X''d = 0,36 \cdot \frac{100}{0,28} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 128,57(pu) \quad (6)$$

$$X_2 = 0,40 \cdot \frac{100}{0,28} \cdot \left(\frac{440}{440}\right)^2 = 142,46(pu)$$

$$X0 = 0,15 \cdot \frac{100}{0,28} \cdot \left(\frac{440}{440} \right)^2 = 53,57(pu)$$

As equações 6 são utilizadas para calcular as constantes de amortecimento do gerador 2.

3.6 Cabos e Linhas de Transmissão de Energia

Os cabos e linhas utilizados no sistema elétrico em estudo foram modelados com uma impedância série calculada a partir de seus comprimentos, bitolas, resistência elétrica e reatância indutiva a frequência de 60 Hz. Foram considerados apenas condutores com comprimento maior que 100 metros, cabos mais curtos não afetam significativamente os valores de curto-circuito.

A distâncias consideradas são de 5 Km respectivamente e o cabo considerado é AWG 4/0 CAA AWG (Um condutor por fase), com impedâncias conforme a tabela1.

Tabela 1 – impedâncias dos cabos entre a SE e o ponto de conexão

R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)
0,1504	0,2012	0,225	0,8067
Z1 (pu)	Θ1 (graus)	Z0 (pu)	Θ0 (graus)
0,2512	53,2	0,8375	74,4

Fonte: Do autor

Ponto de conexão até ao transformador da PCH com 0,4 km de cabo AWG 04 CAA (Um condutor por fase) com as impedâncias conforme a tabela 2:

Tabela 2 – impedâncias dos cabos entre o ponto de conexão e a GD

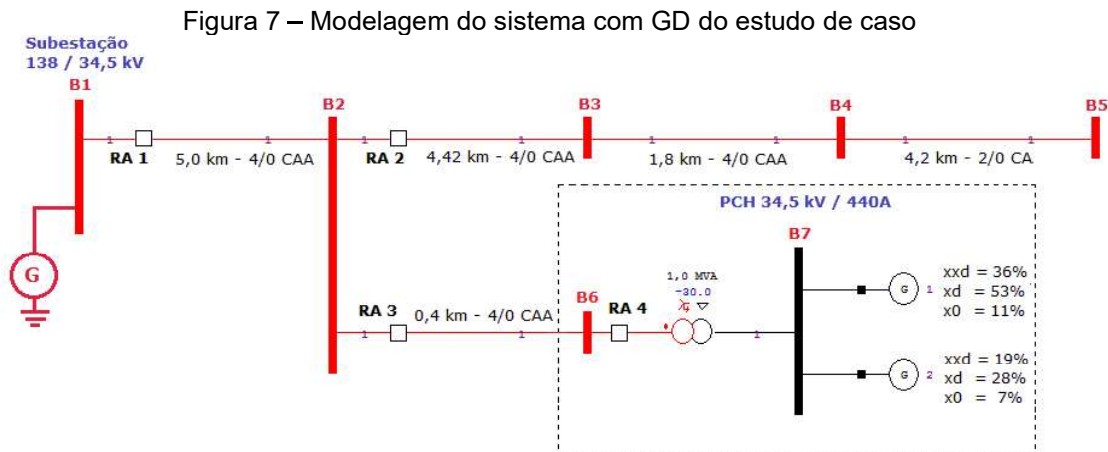
R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)
0,0537	0,0177	0,0597	0,0662
Z1 (pu)	Θ1 (graus)	Z0 (pu)	Θ0 (graus)
0,0565	18,3	0,0891	48

Fonte: Do autor.

4. RESULTADOS

Com o levantamento dos dados, o sistema foi modelado conforme a figura 7, utilizando o programa Anafas.

Simulado os tipos de curtos-circuitos (Trifásico, Bifásico, Fase Terra Máximo e Fase Terra Mínimo) nos pontos (B1, B2, B3 e B7), sendo estes os mais significativos para o estudo de proteção proposto.



Fonte: Do autor

Analisadas 9 simulações, e foram comparadas as correntes de curto-circuito para mesma configuração, considerando o cenário antes e depois da contribuição da GD ao sistema.

Em todas as simulações executadas, foram verificadas as correntes de curto-circuito no ponto simulado, juntamente com as correntes em circulação no sistema (passante), com o objetivo de averiguar as influências da GD ao sistema.

4.1 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B1” sem GD

Conforme a tabela 3, considerando a GD desligada, foram simulados curtos-circuitos na barra 1 (B1) de 34,5 kV da Subestação de 138 / 34,5 kV; e, verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 3 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B1 sem GD

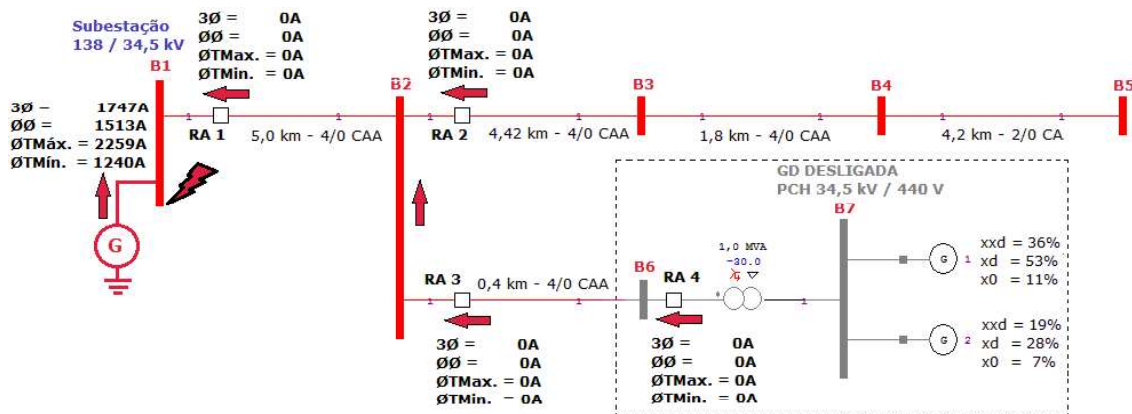
Curto-circuito na Barra "B1" de 34,5kV - GD Desligada					
Tipos de Curto-Circuito	Equipamentos				
	Barra B1	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)	1747	0	0	0	0
Bifásico (A)	1513	0	0	0	0

Fase Terra Máximo	Fase (A)	2259	0	0	0	0
	Neutro (A)	2259	0	0	0	0
Fase Terra Mínimo	Fase (A)	1210	0	0	0	0
	Neutro (A)	1210	0	0	0	0

Fonte: Do autor

A figura 8, mostra as correntes passantes no sistema conforme a tabela 3.

Figura 8 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B1 sem GD



Fonte: Do autor

Observando-se a figura 8, verifica-se que o sistema está operando na configuração radial, ou seja, existe apenas uma fonte alimentando o curto-circuito. Para este caso, deveriam atuar apenas as proteções do transformador de força e dos equipamentos da subestação, conforme Kindermann (2008).

4.2 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B1” com GD

Conforme a tabela 4, considerando a GD ligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 1 (B1) de 34,5 kV da Subestação de 138 kV / 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos relatores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 4 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B1 com GD

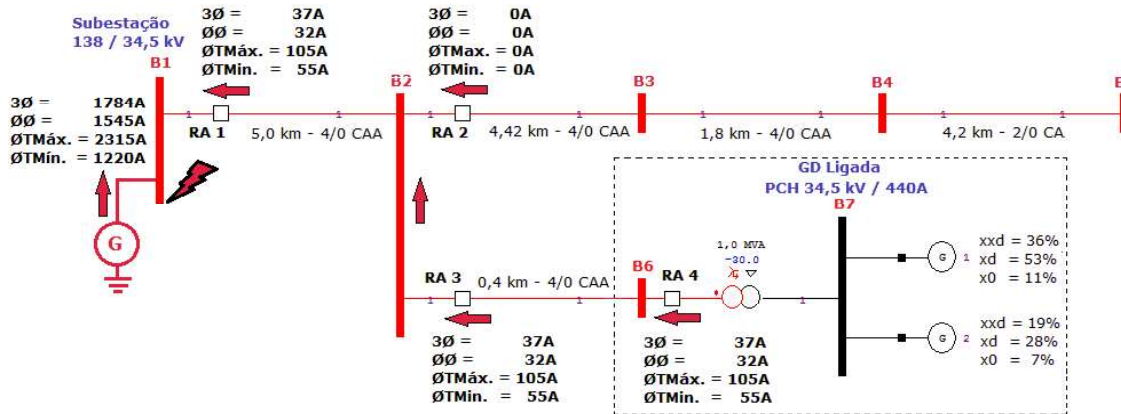
Curto-circuito na Barra "B1" de 34,5kV – GD Ligada						
Tipos de Curto-circuito		Equipamentos				
		Barra B1	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)		1784	37	0	37	37
Bifásico (A)		1545	32	0	32	32
Fase Terra Máximo	Fase (A)	2315	67	0	67	67

Fase Terra Mínimo	Neutro (A)	2315	105	0	105	105
	Fase (A)	1220	35	0	35	35
	Neutro (A)	1220	55	0	55	55

Fonte: Do autor

A figura 9 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 4.

Figura 9 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B1 com GD



Fonte: Do autor

Repetido a simulação do item 3.2.1, considerando a GD ligada, verifica-se que o sistema está operando na configuração em anel, ou seja, existe duas fontes alimentando o curto-circuito.

Para esta situação verifica-se que há contribuição de curto-circuito originadas da GD que circularam pelos RAs 1, 3 e 4. Nesta condição, faz-se necessário, além dos ajustes convencionais, também habilitar o ajuste de sobrecorrente direcional de fase e neutro para estes equipamentos, evitando-se atuação indevida.

4.3 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B2” sem GD

Conforme a tabela 5, considerando a GD desligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 2 (B2) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 5 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B2 sem GD

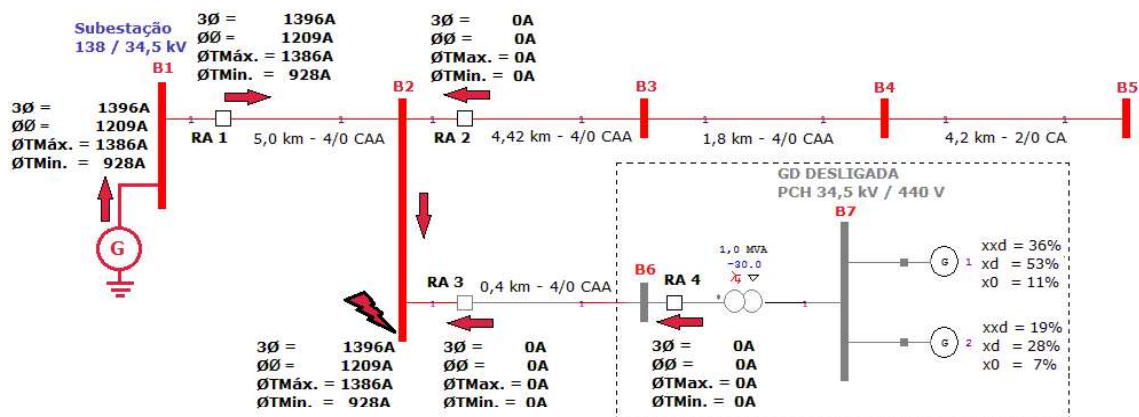
Tipos de Curto-circuito	Equipamentos				
	Curto-circuito na Barra "B2" de 34,5kV - GD Desligada				
	Barra B2	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)	1396	1396	0	0	0
Bifásico (A)	1209	1209	0	0	0

Fase Terra Máximo	Fase (A)	1386	1386	0	0	0
	Neutro (A)	1386	1386	0	0	0
Fase Terra Mínimo	Fase (A)	928	928	0	0	0
	Neutro (A)	928	928	0	0	0

Fonte: Do autor

A figura 10 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 5.

Figura 10 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B2 sem GD



Fonte: Do autor

Conforme a figura 10, verifica-se que o sistema está operando na configuração radial, ou seja, existe apenas uma fonte alimentando o curto-circuito.

Para este caso, deveriam atuar apenas as proteções de sobrecorrente de fase e neutro do RA 1 conforme MIT 162503

4.4 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B2” com GD

Conforme a tabela 6, considerando a GD ligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 2 (B2) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 6 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B2 com GD

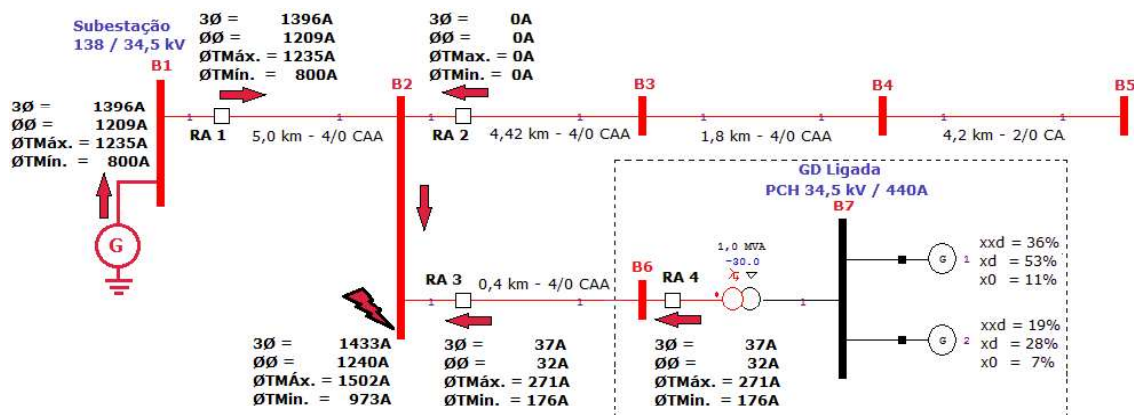
Tipos de Curto-circuito		Equipamentos				
		Barra B2	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)		1433	1396	0	37	37
Bifásico (A)		1240	1209	0	32	32
Fase Terra Máximo	Fase (A)	1502	1387	0	116	116
	Neutro (A)	1502	1235	0	271	271

Fase Terra Mínimo	Fase (A)	973	899	0	75	75
	Neutro (A)	973	800	0	176	176

Fonte: Do autor

A figura 11 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 6.

Figura 11 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B3 com GD



Fonte: Do autor

Repetido a simulação do item 3.2.3, considerando a GD ligada. Verifica-se que o sistema está operando na configuração em anel, ou seja, existe duas fontes alimentando o curto-circuito.

Para esta situação verifica-se que há contribuição de curto-circuito originadas da GD circulando pelos RAs 3 e 4. Nesta condição, faz-se necessário, além dos ajustes convencionais, também habilitar o ajuste de sobrecorrente direcional de fase e neutro para estes equipamentos, evitando-se atuação indevida. Quem deve interromper o curto-circuito é o RA1 conforme os ajustes de coordenação.

4.5 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B3” sem GD

Conforme a tabela 7, considerando a GD desligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 3 (B3) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 7 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B3 sem GD

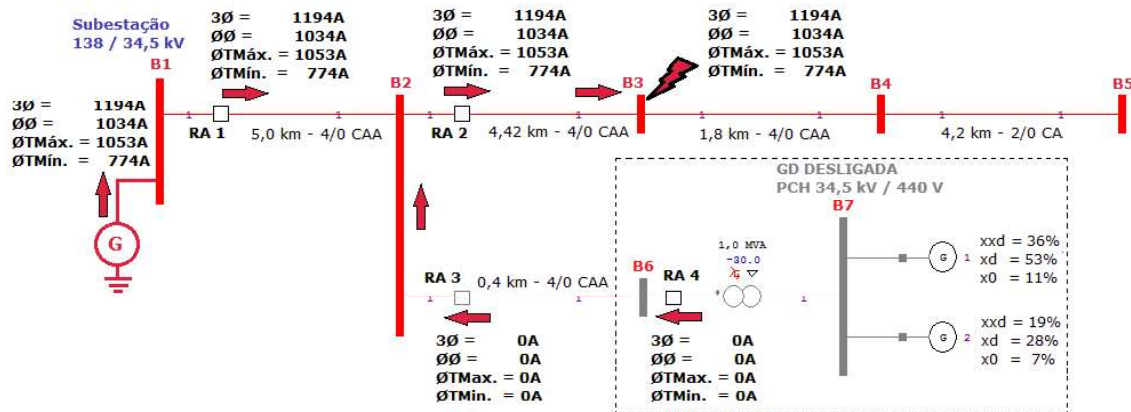
Curto-circuito na Barra "B3" de 34,5 kV - GD Desligada						
Tipos de Curto-circuito		Equipamentos				
		Barra B3	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Fase Terra Máximo	Fase (A)	1194	1194	1194	0	0
	Neutro (A)	1034	1034	1034	0	0
	Fase (A)	1053	1053	1053	0	0
	Neutro (A)	1053	1053	1053	0	0

Fase Terra Mínimo	Fase (A)	774	774	774	0	0
	Neutro (A)	774	774	774	0	0

Fonte: Do autor

A figura 12 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 7.

Figura 12 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B3 sem GD



Fonte: Do autor

Simulado curto-circuito na barra B3 de 34,5 kV, considerando a GD desligada, nesta condição, o alimentador vai operar na configuração radial.

Para esta situação pode-se observar que não há circulação de corrente através RAs 3 e 4, a corrente total de curto circuito circulara pelos RAs 1 e 2. Nesta condição, o RA 2 deverá estar coordenado com o RA 1, e deverá ser interrompido apenas o trecho ajusante ao RA 2, conforme critérios de coordenação definidos no MIT162503.

4.6 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B3” com GD

Conforme a tabela 8, considerando a GD ligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 3 (B3) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

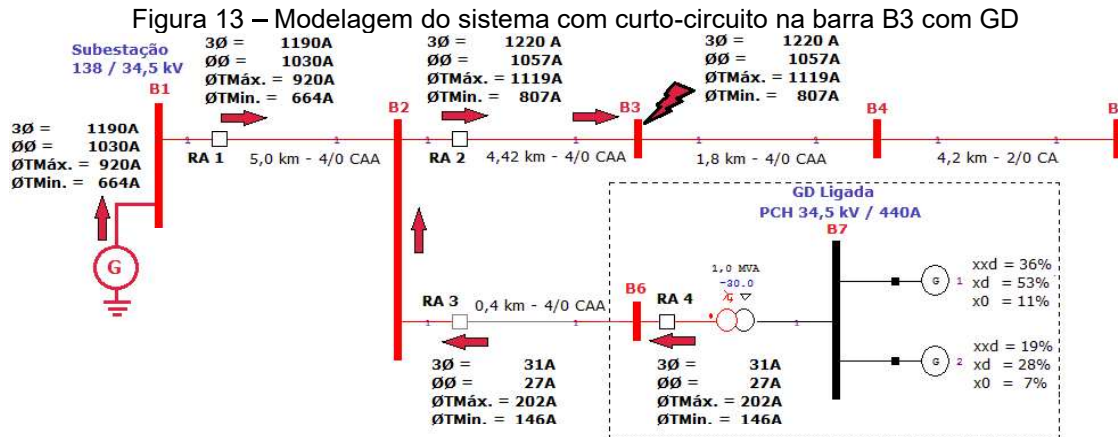
Tabela 8 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B3 com GD

Curto-circuito na Barra "B3" de 34,5 kV – GD Ligada						
Tipos de Curto-circuito		Equipamentos				
		Barra B3	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
	Trifásico (A)	1220	1190	1220	31	31
	Bifásico (A)	1057	1030	1057	27	27
Fase Terra Máximo	Fase (A)	1119	1033	1119	87	87
	Neutro (A)	1119	920	1119	202	202

Fase Terra Mínimo	Fase (A)	807	745	807	62	62
	Neutro (A)	807	664	807	146	146

Fonte: Do autor

A figura 13 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 8.



Fonte: Do autor

Repetido a simulação do item 3.2.5, considerando a GD ligada. verifica-se que o sistema esta operando na configuração em anel, ou seja, existe duas fontes alimentando o curto-circuito.

Para esta situação verifica-se a corrente de curto-circuito na barra B3 é a somatória das corrente da barra B1 e da contribuição da GD. Para os RAs 3 e 4, faz-se necessário, além dos ajustes convencionais, também habilitar o ajuste de sobrecorrente direcional de fase e neutro para estes equipamentos, evitando-se atuação indevida. Nesta condição, o RA 2 deverá estar coordenado com o RA 1, e deverá ser interrompido apenas o trecho ajustante ao RA 2, conforme critérios de coordenação definidos no MIT162503.

4.7 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B6” sem GD

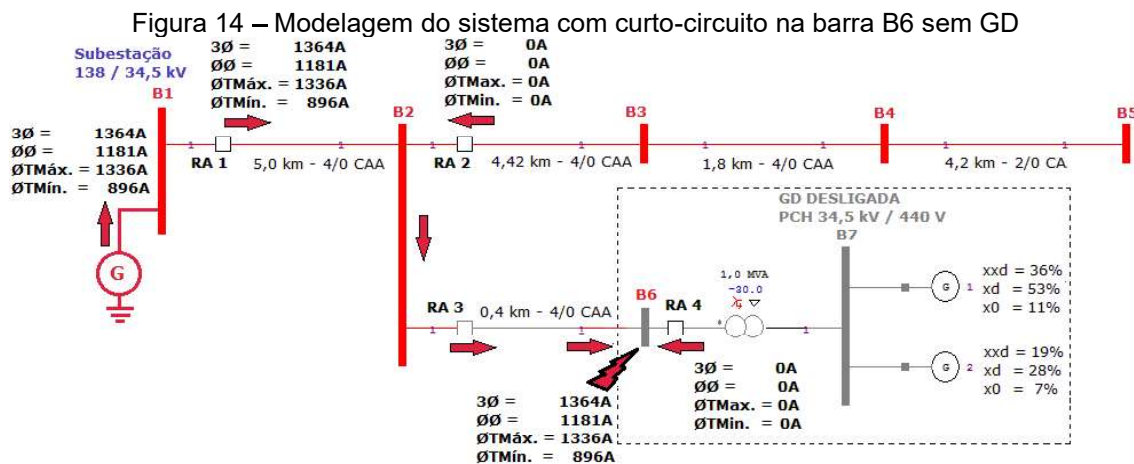
Conforme a tabela 9, considerando a GD desligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 6 (B6) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

Tabela 9 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B6 sem GD

Tipos de Curto-circuito		Equipamentos				
		Barra B6	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)		1364	1364	0	1364	0
	Bifásico (A)	1181	1181	0	1181	0
Fase Terra Máximo	Fase (A)	1336	1336	0	1336	0
	Neutro (A)	1336	1336	0	1336	0
Fase Terra Mínimo	Fase (A)	896	896	0	896	0
	Neutro (A)	896	896	0	896	0

Fonte: Do autor

A figura 14 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 9.



Simulado curto-circuito na barra B6 de 34,5 kV, considerando a GD desligada, nesta condição, o alimentador vai operar na configuração radial.

Para esta situação pode-se observar que não há circulação de corrente através do RA 4, a corrente total de curto circuito circulara através dos RAs 1, e 3.

Nesta condição, o RA 3 deverá estar coordenado com o RA 1, e dever ser interrompido apenas o trecho ajustante ao RA 3 conforme o MIT 162503.

4.8 Curtos-circuitos na Barra de 34,5 kV “B6” com GD

Conforme a tabela 10, considerando a GD ligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 6 (B6) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4.

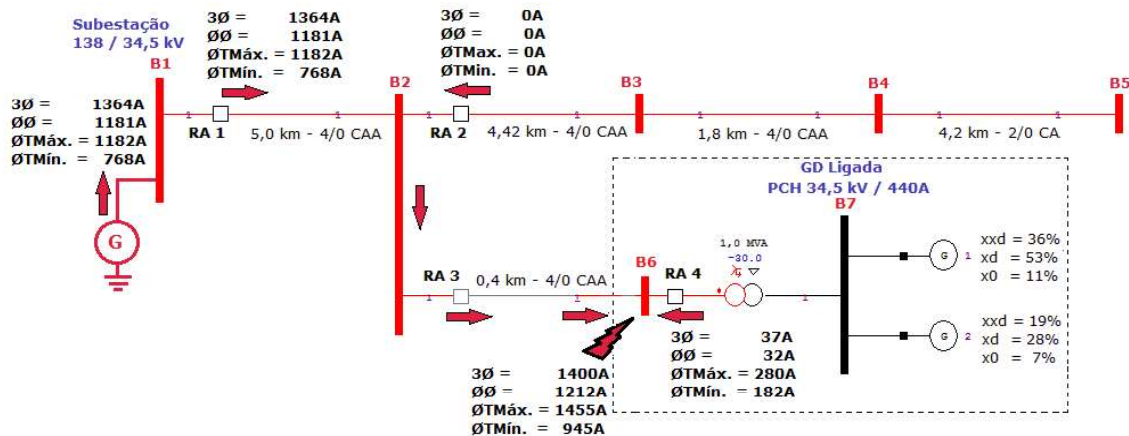
Tabela 10 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B6 com GD

Curto-circuito na Barra "B6" de 34,5 kV – GD Ligada			Equipamentos				
Tipos de Curto-circuito			Barra B7	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)			1400	1364	0	1364	37
Bifásico (A)			1212	1181	0	1181	32
Fase Terra Máximo	Fase (A)		1455	1339	0	1139	119
	Neutro (A)		1455	1182	0	1182	280
Fase Terra Mínimo	Fase (A)		945	869	0	869	77
	Neutro (A)		945	768	0	768	182

Fonte: Do autor

A figura 15 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 10.

Figura 15 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B6 com GD



Fonte: Do autor

Repetido a simulação do item 3.2.7, considerando a GD ligada. verifica-se que o sistema esta operando na configuração em anel, ou seja, existe duas fontes alimentando o curto-circuito.

Para esta situação verifica-se a corrente de curto-circuito na barra B6 é a somatória das corrente da barra B1 e da contribuição da GD. Para o RA 4, faz-se necessário, além dos ajustes convencionais, também habilitar o ajuste de sobrecorrente direcional de fase e neutro para estes equipamentos, evitando-se atuação indevida. Nesta condição, o RA 3 deverá estar coordenado com o RA 1, e deverá ser interrompido apenas o trecho ajustante ao RA 2, conforme critérios de coordenação definidos no MIT162503.

4.9 Curtos-circuitos com a GD operando ilhada

Conforme a tabela 11, considerando a GD ligada, foi simulado curtos-circuitos na barra 3 (B3) de 34,5 kV e verificado a corrente passante no gerador conectado na barra 1 e nos religadores automáticos RA 1, RA 2, RA 3 e RA 4, considerando a GD operando ilhada, ou seja, com a Subestação 138 / 34,5 kV desligada.

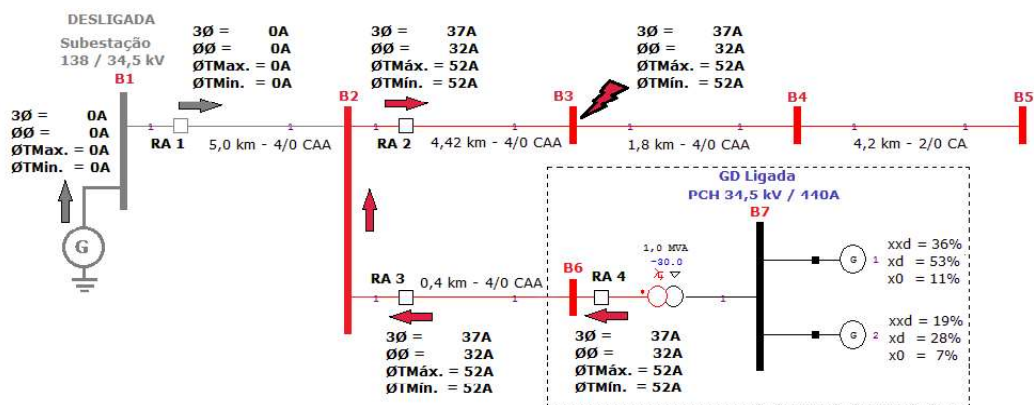
Tabela 11 – Correntes passantes no sistema com curto-circuito na barra B3 com GD ilhada
Curto-circuito na Barra "B3" de 34,5kV - SE 138 / 34,5 kV Desligado

Tipos de circuito	Curto-	Equipamentos				
		Barra B3	RA 1	RA 2	RA 3	RA 4
Trifásico (A)		37	0	37	37	37
Bifásico (A)		32	0	32	32	32
Fase Terra Máximo	Fase (A)	52	0	52	52	52
	Neutro (A)	52	0	52	52	52
Fase Terra Mínimo	Fase (A)	52	0	52	52	52
	Neutro (A)	52	0	52	52	52

Fonte: Do autor

A figura 16 representa as correntes passantes no sistema conforme a tabela 11.

Figura 16 – Modelagem do sistema com curto-circuito na barra B3 com GD ilhada



Fonte: Do autor

Simulado curtos-circuitos na barra B3 de 34,5 kV, considerando a GD operando de forma ilhada, ou seja, com a SE 138 / 34,5 kV desligada e a GD alimentando as cargas.

Para esta situação observa-se que a corrente total de curto circuito gerando pela GD circulara através dos RAs 2, 3 e 4. Neste caso específico, deverá estar habilitado o ajuste de Anti-ilhamento, impedindo que a GD energize a linha com a SE desligada.

A função de proteção Anti ilhamento 81 (df/dt), conforme a NTC 905100, consiste na função de taxa de variação de frequência. É uma técnica sensível para detectar ilhamentos quando a variação da frequência é relativamente lenta, o que ocorre quando o desbalanço de potência ativa entre a geração e a carga é pequena, no sistema isolado.

5. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para todas as simulações de curto-circuito em que rede operou na configuração radial, ou seja, com a GD fora de operação, os religadores automáticos devem estar coordenados e sensíveis para todos os tipos de curto-circuito, interrompendo o menor trecho defeituoso independente da sua origem, se transitório ou permanente.

Para todas as simulações em que a GD operou ligada juntamente com a SE 138 / 34,5 kV, o sistema opera na configuração em anel, ou seja, com duas fontes alimentando o curto circuito. Nestas condições, além de todas as proteções convencionais para o sistema operando em radial, também faz-se necessário habitar as funções de proteção Anti-Ilhamento (81 df/dt) e Direcional (67-67N).

Salientando-se que dentre as exigências das concessionárias, no caso da Copel, conforme a NTC 905100, existem uma vasta lista de ajustes necessários tanto para a SE fonte, quando para a SE do acessante.

Funções de proteção exigidas pela NTC 905100 para o ponto de conexão:

- Relé Direcional de corrente (67-67N);
- Sistemas Dead-Line (Barra viva / Linha morta);
- Rele de Sub e Sobretensão (27 / 59);
- Relé de Sobre e Subfrequência (81°/U);
- Sistema de Teleproteção (Transfer Trip);

Funções de proteção exigidas pela NTC 905100 para a usina (Subestação do Acessante):

- Relé Direcional de corrente (67-67N);
- Sistema Check de Sincronismo (25);

- Sistema Linha Viva / Barra Morta;
- Relé de Desbalanço de Corrente – Sequência Negativa (46 + 37);
- Relé Direcional de Potência (32);
- Relé de Sub e Sobretensão (27 / 59);
- Relé de Sobre e Subfrequência (81 O/U);
- Relé Derivada de Frequência (81 df/dt);
- Relé Salto de Vetor “Vector Jumper (78);
- Relé de Sobretensão de Neutro (59N);
- Relés de Falha do Disjuntor (50BF);

Todos estes ajustes devem ser elaborados mediante aos estudos de proteção e após a implantação e os ensaios de validação em campo, a GD será liberada pela concessionária para entrar em operação.

6. CONCLUSÃO

Com a perspectiva de um crescimento significativo da GD até o ano 2024 conforme o gráfico 1, onde verifica-se que mudará significativamente a matriz energética brasileira, todas as concessionárias de energia elétrica terão que estar preparadas para a quebra de paradigma do estudos de proteção, visando sempre a pior situação, que é o sistema operando em anel, ou seja, com mais de uma fonte de contribuição para o curto-circuito.

Isso implicará em um aumento no grau de dificuldades dos ajustes de proteção, exigindo-se mais preparo e atualização dos engenheiros de proteção em meio a essa nova filosofia de trabalho do Sistema Elétrico de Potência.

Este trabalho demonstrou que é possível solucionar todos os problemas originados pela GDs. E que os resultados obtidos mostraram respostas confiáveis, uma vez que atenderam todos requisitos e exigências das concessionárias, quanto a, suportabilidade, sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa, para interromper o curto-circuito no menor tempo possível e evitar danos as redes de distribuição e aos equipamentos. Quanto a situação de ilhamento da GD, que representa uma situação de enorme risco para os funcionários das concessionárias de energia elétrica no caso de desligamento do sistema para manutenção, pode ser

garantido o aspecto de segurança, implantando o ajuste de anti-ilhamento, impedindo assim, que a GD opere de forma ilhada.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Gerenciais – Março 2017**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+1%C2%BA+trimestre+de+2017/798691d2-990b-3b36-1833-c3e8c9861c21>>. Acesso em: 10 mar. 2018.

COPEL- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel com comercialização de energia** (2017).

Disponível

em:<[http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf)> Acesso em: 03 fev. 2018.

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Manual de Instruções**

Técnicas – MIT 162503 - Proteção de Sistemas de Distribuição em

Média Tensão - Critérios de Proteção para os Sistemas de Distribuição 13,8 kV e 34,5 kV (2016).

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – **Tendências da Matriz**

Energética. <<http://minhaenergiasolar.com.br/tendencias-matriz-energetica/>>.

Acessado em: 18 fev. 2018.

FERENZINI, V. D. S. **Os desafios da geração distribuída e sua projeção para o futuro**. In: **XIV SIMPÓSIO DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA DA AEDB**, 2017, Rio Janeiro, 2017. P.2. Disponível em: <

<https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos17/28625375.pdf>> . Acesso: 07 fev. 2018.

FILHO, **Armando Silva**. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída: Requisitos para os Procedimentos de Distribuição**.

Dissertação de Mestrado para a Universidade Federal de Itajubá, Dezembro de

2005. Disponível em: <http://livros01.livrosgratis.com.br/cp041316.pdf>. Acesso: 18 fev. 2018.

KINDERMANN, Geraldo – **Proteções de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 1, 2ª Edição**, Florianópolis, 2005.

KINDERMANN, Geraldo – **Proteções de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 2**, Florianópolis, 2006.

KINDERMANN, Geraldo – **Proteções de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 3**, Florianópolis, 2008.

KINDERMANN, Geraldo - **Curtos -Circuitos. 5ª Edição**, Florianópolis: , 2010.

MAMEDE FILHO, JOÃO - **Manual de Equipamentos Elétricos: 3 edição**, Rio Janeiro: LTC, 2005.

ROMAGNOLE. **Catálogo de Transformadores**. Disponível em <<https://www.romagnole.com.br/downloads/?categoria=cat>> Acessado em: 05 fev. 2018.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Catálogo TC e TP**. Disponível em <<https://www.schneider-electric.com.br/pt/product-range/950-tc/>> Acessado em: 12 fev. 2018.

WEG. **Catálogo Especificações de Geradores WEG**. Disponível em <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-curso-dt-5-caracteristicas-e-especificacoes-de-geradores-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>>. Acessado em: 08 fev. 2018.