

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Programa De Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação E Integração

Israel Jonathan de Oliveira Silva

**COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE COM CURVAS INVERSAS
EM REDES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Belo Horizonte

2022

Israel Jonathan de Oliveira Silva

**COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE COM CURVAS INVERSAS
EM REDES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Versão final

Monografia de especialização apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Glássio Costa de Miranda

Belo Horizonte

2022



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO ISRAEL JONATHAN DE OLIVEIRA SILVA

Realizou-se, no dia 20 de dezembro de 2022, às 19:00 horas, on line, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Coordenação da Proteção de Sobrecorrente Usando Curvas Inversas em Redes Conectadas com Geração Distribuída*, apresentada por ISRAEL JONATHAN DE OLIVEIRA SILVA, número de registro 2019724132, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Glassio Costa de Miranda - Orientador (UFMG), Prof(a). Victor Flores Mendes (Departamento de Eng. Elétrica-UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 20 de dezembro de 2022.

Prof(a). Glassio Costa de Miranda (Doutor)

Victor Flores
Mendes:01971014532

Assinado digitalmente por Victor Flores Mendes:01971014532
ND: CN=Victor Flores Mendes:01971014532, OU=UFMG -
Universidade Federal de Minas Gerais, O=ICPEdu, C=BR
Resolução: Su assin o autor deste documento
Localização:
Data: 2022.12.22 14:29:44-0300
Formato: PSEF Reader Versão: 13.0.2

Prof(a). Victor Flores Mendes (Doutor)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradecer a Deus, pois ele nos deu a ciência como ferramenta para confrontamos desafios e buscamos soluções que nos motivam a procurar sempre grandes conquistas.

Agradecer também aos meus pais os quais tanto admiro, pois sempre com fé fizeram sacrifícios para que eu e meus irmãos tivéssemos oportunidades acadêmicas e profissionais. Nos dias de hoje ainda nos oferecem refúgio e carinho.

Agradecer também a meus irmãos que nunca duvidaram das minhas capacidades e sempre demonstraram disposição em me auxiliar quando necessário.

Agradecer também aos meus amigos que sempre me dão suporte nos desafios do dia a dia e muitas vezes me incentivam a sacrificar horas de lazer para dedicar aos trabalhos acadêmicos e profissionais.

Por último, agradeço também à empresa na qual trabalho onde desenvolvo minhas atividades envolvendo Geração Distribuída e à UFMG que me proporcionou acesso a um conhecimento acadêmico experimentado e genuíno.

RESUMO

O cenário mundial ambiental tem sido pessimista em relação ao futuro e sua sustentabilidade. Isso se deve ao fato de combustíveis fósseis gerarem grandes danos ao meio ambiente. Recentemente, está havendo uma mudança na mentalidade da sociedade e uma maior sensibilidade ao problema que fez os governantes adotarem medidas mais contundentes de combate aos causadores de problemas ambientais. Uma forma de solução é apresentada por meio da Geração Distribuída (GD), onde o cliente é levado a produzir sua própria energia de fontes renováveis e injetar na rede o excedente. No entanto, as concessionárias se deparam com uma nova realidade em que não somente as subestações são elementos ativos na rede, mas também as GDs e isso implica em maiores cuidados com a proteção, já que em um eventual curto-circuito, por exemplo, GDs também injetarão no ponto da falta, exigindo uma maior precisão na coordenação dos dispositivos de proteção. Neste trabalho foram elaboradas coordenações entre dispositivos de proteção do sistema elétrico utilizando Curvas Inversas baseado nos níveis de corrente de curtos-circuitos. Os resultados da análise implementada no software Etap permitiram obter resultados consistentes sobre o comportamento das Curvas Inversas em cenários que comprometem a segurança da rede como *Overreach*, *Infeed* e *Falso Tripping*. Os resultados permitiram chegar à conclusão de que as Curvas Inversas são mais eficientes na coordenação de dispositivos de proteção, caso comparadas aos métodos clássicos de coordenação exclusivamente por Tempo ou exclusivamente por Corrente, além disso, são mais vantajosas, pois são dinâmicas, permitem tempos diferentes de operação dos dispositivos de proteção de acordo com a variação dos níveis de correntes de curtos-circuitos.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Curvas inversas. Coordenação e seletividade.

ABSTRACT

The world environmental scenario has been pessimistic about the future and its sustainability. This is due to the fact that fossil fuels generate great damage to the environment. Recently, there has been a change in the mentality of society and a greater sensitivity to the problem that made politicians adopt more forceful measures of combat those causing environmental problems. One form of solution is presented by through Distributed Generation (DG), where the customer is led to produce their own energy from renewable sources and inject the surplus into the network. However, utilities are faced with a new reality in which not only substations are active elements in the network, but also the GDs and this implies greater care with protection, since in an eventual short circuit, GDs will also inject at the point of fault, requiring a better precision in the coordination of protective devices. In this work were elaborated coordination between electrical system protection devices using Inverse Curves based on short-circuit current levels. The results of the analysis implemented in the Etap software allowed obtaining consistent results on the behavior of the Inverse Curves in scenarios that compromise network security like Overreach, Infeed and False Tripping. The results allowed us to reach the conclusion that the Inverse Curves are more efficient in coordinating protection devices, if compared to classical methods of coordination exclusively by Time or exclusively by Current, in addition, are more advantageous, as they are dynamic, allow for different operating times of the devices of protection according to the variation of the levels of short-circuit currents.

Keywords: Distributed generation. Inverse curves. Coordination and selectivity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Potência e Energia por fonte em 2029	14
Figura 2: Proteção Seletiva e Coordenada.....	18
Figura 3: Coordenação Religador/Religador	22
Figura 4: Coordenação por tempo	25
Figura 5:Coordenação pela Corrente.....	26
Figura 6: Gráfico e equações padrão IEC / Gráfico e equações padrão IEEE/ANSI.....	27
Figura 7: Curva de Tempo Definido	29
Figura 8: Comportamento das Diferentes Forma de Coordenação	29
Figura 9: Impacto na Coordenação com Conexão de GD.....	32
Figura 10: Diagrama Base da Rede	35
Figura 11: Coordenograma entre Rede e GD 01	38
Figura 12: Coordenograma entre Rede e GD 03	40
Figura 13: Tempo de Operação mais Rápida dos Relés.....	40
Figura 14: Coordenograma entre Rede e GD 02	42
Figura 15: Variação Da Corrente X Tempo De Curto-Circuito Para Uma Falta Na Barra 2... 45	
Figura 16: Ilhamento Intencional Divido por Zonas	46
Figura 17: Diagrama Base da Rede com Ilhamento	47
Figura 18: Coordenograma Para Falta na Barra 01 com curvas EI.....	48
Figura 19: Coordenograma Para Falta na Barra 01 com curvas VI.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Funções de Proteção dos Relés.....	23
Tabela 2: Tabela de Correntes de Falta das Barras	36
Tabela 3: Ajustes coordenado com a GD01	38
Tabela 4: Alteração nos Ajustes dos Relés R01 e R02/R03 para coordenação com a GD03. .	39
Tabela 5: Ajustes Coordenados com a GD03.....	39
Tabela 6: Ajustes Coordenados com a GD02.....	41
Tabela 7: Parâmetros Finais dos Relés Coordenando com a SE da Concessionária.....	41

LISTA DE SIGLAS

GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI	American National Standards Institute
IEC	International Electrotechnical Commission

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Energias Renováveis.....	11
1.2	Geração Distribuída.....	12
1.3	Objetivo.....	16
1.4	Estrutura Do Trabalho.....	16
2	SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	18
2.1	Relés.....	19
2.2	Religadores.....	20
2.3	Coordenação Relé - Religador.....	20
2.4	Coordenação Religador - Religador.....	21
2.5	Funções de Proteção.....	22
2.6	Normatização.....	23
2.7	Coordenação por Tempo, Corrente e Curvas Inversas.....	24
2.7.1	Coordenação Exclusivamente Por Tempo.....	24
2.7.2	Coordenação Exclusivamente por Corrente.....	25
2.8	Coordenação com Curvas Inversas.....	26
2.8.1	Curva Normalmente Inversa (NI) – <i>Standard Inverse (SI) e Moderately Inverse (MI)</i>	27
2.8.2	Curva Muito Inversa (MI)– <i>Very Inverse (VI)</i>	27
2.8.3	Curva Extremamente Inversa (EI) – <i>Extremely Inverse (EI)</i>	28
2.8.4	Curva de Tempo Definido (TD).....	28
3	COORDENAÇÃO COM CONEXÃO DE GD.....	31
3.1	<i>Overreach, Infeed e Falso Tripping</i>	31
3.2	Coordenação em Ilhamentos Intencionais.....	32
4	RESULTADOS.....	34
4.1	Caso Base.....	34
4.2	Coordenação.....	36
4.3	Coordenação por Tempo X por Corrente com a Se Conectada.....	36
4.4	Coordenação com Curvas Inversas com a Se Conectada.....	37

4.4.1	Coordenação Entre Rede E GD01	37
4.4.2	Coordenação Entre Rede E GD03	39
4.4.3	Coordenação Entre Rede E GD02	41
4.5	Análise de <i>overreach</i> , <i>infeed</i> e Falso <i>tripping</i>	42
4.5.1	<i>Overreach</i>	42
4.5.2	Ponto Cego ou <i>Infeed</i>	43
4.5.3	Falso <i>Tripping</i> ou <i>Trip</i> indevido.....	43
4.6	Coordenação dos Relés com Ilhamento Intencional.....	45
4.6.1	Análise de Coordenação no Caso Base com Ilhamento Intencional	46
4.7	Constatações Sobre os Resultados.....	49
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	51
5.1	Conclusões	51
5.2	Propostas de Continuidade	52

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentado uma pesquisa bibliográfica sobre o tema do curso, Energias Renováveis, e a base do assunto que motivou este trabalho, Geração Distribuída (GD). O capítulo será complementado com o objetivo e a estruturação do trabalho.

1.1 Energias Renováveis

A energia é vital para o desenvolvimento socioeconômico de uma sociedade, pois a indústria, essência da economia, depende do consumo dela para desenvolver novos produtos e permitir evolução social. O desenvolvimento tecnológico, o crescimento industrial e a melhora no padrão de vida em determinada sociedade são acompanhados pela evolução do consumo de energia através do aumento dos recursos energéticos disponibilizados (SIMABUKULO, 2017). A primeira forma de consumo de energia foi a força muscular do próprio homem, e gradativamente foi evoluindo passando posteriormente pelo fogo, tração animal, força dos ventos, quedas d'água até à elevação de água por meios hidráulicos. Porém no século XVIII foi quando ocorreu um evento que foi um divisor de d'água, a Revolução Industrial, quando ocorreu a ascensão da exploração dos combustíveis fósseis com a exploração do carvão mineral para o uso nas máquinas a vapores recém-inventadas. Estatisticamente, considerando o uso do carvão mineral em diante, houve uma evolução tão grande na sofisticação de produção e consumo que enquanto a população mundial cresceu 12 vezes, o consumo de energia aumentou 10 milhões de vezes nos últimos duzentos anos (PEREIRA, 2019). A Revolução Industrial consistiu nas transformações intensas e profundas do processo de produção em que ficou explícito a substituição do uso da energia humana pela energia motriz inanimada (SANTOS, 1997). O uso do petróleo iniciou-se início no século XIX e passando a ser explorado como combustível a partir do uso da gasolina e óleo diesel, como subproduto da destilação do petróleo, no uso de motores de combustão interna. Desde então houve um crescimento vertiginoso do consumo do petróleo com a demanda crescente da indústria associado a novas técnicas e máquinas que aumentavam a produtividade das indústrias no uso de máquinas mecânicas. Com o consumo em massa da energia elétrica no século XX, o petróleo se estabeleceu ainda mais como uma fonte geradora de energia por meio das termoelétricas. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*), até 2019 81,1% da matriz

energética mundial era baseada em combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo e o gás natural (IEA, 2019).

A partir da década de 70 e principalmente nas últimas duas décadas, preocupações ambientais começaram a emergir envolvendo combustíveis fósseis, combinado a isso, o lado econômico passou a enxergar a exaustão do petróleo como um perigo inflacionário. As principais preocupações com a atual exploração e queima indiscriminada de matéria fóssil está nas chamadas chuvas ácidas, esgotamento da camada de ozônio e aquecimento global (DINCER, 2000). Na tomada de consciência da comunidade internacional, chegou-se à conclusão de que a solução seria o aproveitamento das energias renováveis não prejudiciais ao meio ambiente, pois são limpas, seguras e fontes infinita. A energia renovável é uma energia derivada de processos naturais que são ou podem ser constantemente reabastecidos e incluem energia solar, eólica, biomassa, geotérmica, hidrelétrica, energia maremotriz e biocombustíveis. A energia renovável é considerada sustentável quando mantém um ciclo equilibrado de produção e consumo, porque é gasta em quantidade e velocidade nas quais a natureza pode repor. A combinação dos conceitos de energia renovável com a sustentável evoluiu e concebeu a expressão “energia limpa”. As fontes de energia limpa são basicamente aquelas que não poluem o meio ambiente durante a sua geração e consumo ou que liberam quantidades muito pequenas de resíduos (FURNAS, 2022). Neste cenário, as fontes de energia limpa se estabeleceram como foco de investimentos, com crescimento só em 2021, de 9,1% segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2021).

1.2 Geração Distribuída

De uma forma geral, GD é uma expressão usada para designar qualquer unidade de geração elétrica descentralizada e próxima do consumidor, independente da potência, da tecnologia e da fonte de energia. A GD até a década de 40 era a única forma de obtenção de energia com termelétricas e hidroelétricas de baixa potência, mas com a evolução das grandes centrais geradoras, a energia barateou e a GD entrou em hibernação (INEE, 2022). Em 1978 o incentivo à GD voltou à tona nos EUA com as mudanças na legislação, iniciadas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978 e ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com uma nova regulamentação da geração de energia (FILHO, 2022).

Com o advento das fontes renováveis e evolução tecnológica, a GD passou a ser definida como o uso de qualquer fonte renovável conectada na rede de distribuição por meio de instalações

de unidades consumidoras. Quando a unidade consumidora gera um excedente, ela injeta na rede da concessionária e em muitos casos, recebem créditos para compensação em meses subsequentes nas faturas de energia. No Brasil, os créditos são válidos por 60 meses e podem, também, ser utilizados em faturas de outras unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão, o chamado “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2022)(CEMIG, 2022). A Geração Distribuída é desde 2012 no Brasil regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. A forma tradicional de produção de energia elétrica é denominada geração centralizada e envolve grandes fontes geradoras como Usinas Hidrelétricas, Linhas de Transmissões e Subestações até a entrega da energia para o consumidor final. A Geração Distribuída tem vantagem sobre a geração central, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica. (INEE, 2022).

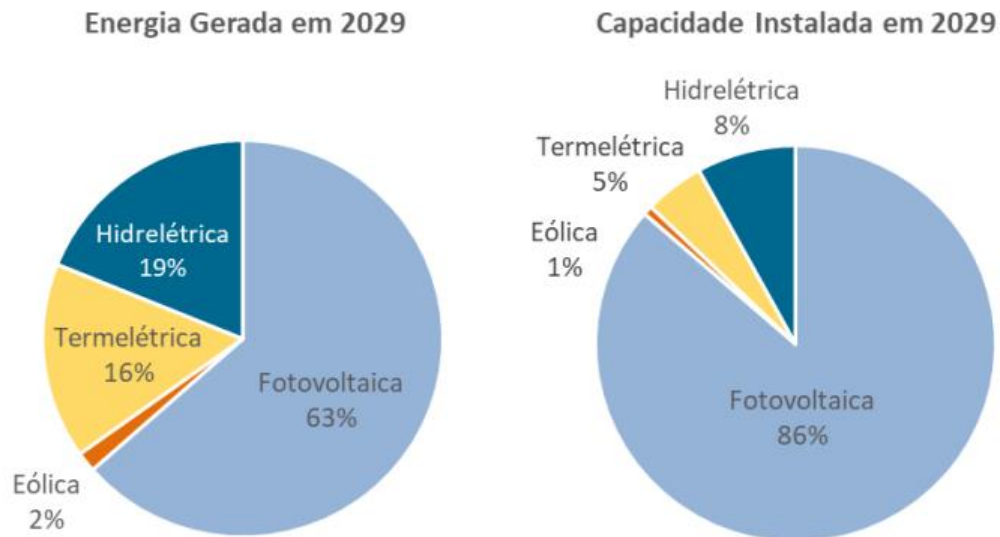
Abordando os benefícios da GD, alguns pontos se destacam. A autonomia permite que instalações e consumidores não fiquem à mercê das grandes centrais geradoras de energia elétrica já que a geração será geograficamente próxima. O impacto ambiental também é reduzido por utilizarem fontes renováveis como fonte de geração de energia, além de minimizar a construção de linhas de transmissão e construções prejudiciais ao meio ambiente como barragens hidrelétricas. O baixo custo operacional, baixo custo de manutenção também caracterizam os sistemas de GDs (SIEMENS, 2022) (FILHO, 2022).

Algumas desvantagens se destacam nas GDs. Dentre elas a complexidade da rede de distribuição. À medida que as GDs são conectadas na rede, novos procedimentos de operação, manobras e proteção da rede devem ser desenvolvidos para manter a estabilidade e confiabilidade da rede (SIEMENS, 2022). O alto custo inicial é outra desvantagem, pois ele está a cargo do proprietário da GD. A variação da geração de energia do sistema utilizado nas GDs que são dependentes das condições meteorológicas também é uma desvantagem que pode alterar o tempo de *payback* do investimento (FILHO, 2022).

No Brasil, a Geração Distribuída foi primeiramente descrita no Decreto Lei nº 5.163/2004. Este regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações. Posteriormente foram feitas revisões e emitidas resoluções pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Destacam-se a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos

sistemas de distribuição de energia elétrica e seguida da Resolução Normativa ANEEL nº687 de 2015, onde os créditos de compensação de energia passaram de 36 para 60 meses. Em 2017 houve a resolução REN786 e em 2021 a Resolução Normativa nº 1000. Desde então a GD passou a ser uma indústria que movimentou mais de 2 bilhões de reais em 2018 com perspectiva de contribuição de 2,3% na matriz nacional de energia elétrica em 2029 (EPE, 2019). A previsão é que o Brasil termine 2030 com potência instalada em GDs de aproximadamente 34,5 GW e com a expectativa de 63% de geração de fonte fotovoltaica, conforme pode ser visto na Figura 1.

Figura 1: Potência e Energia por fonte em 2029



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

Atualmente, no Brasil, existem duas modalidades de GD, microgeração e minigeração.

A Resolução Normativa Nº 482 (REN 482) define microgeração como “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”. Para microgeração, a concessionária é obrigada a disponibilizar a conexão dos clientes em baixa tensão, porém pode acontecer de o cliente já ser atendido em média tensão e optar por este nível de tensão (CEMIG ND 5.31, 2022). Em eventuais custos decorrentes da instalação de microgeração, a

responsabilidade é total da concessionária, tanto nas obras da rede, quanto nos custos de medição (NERIS, 2022).

A Resolução Normativa N° 482 (REN 482) define minigeração como “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”. A Cemig ainda complementa por meio da ND-5.31 que a minigeração contempla apenas geração menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes renováveis de energia (CEMIG ND 5.31, 2022). Nas obras envolvendo minigeração, os custos decorrentes são do acessante e da concessionária, sendo aplicado o critério de participação financeira do consumidor, onde os custos são definidos em relação aos valores de potência ativa a ser injetada na rede. (CEMIG ND 5.31, 2022) (NERIS, 2022)(RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.000, 2021).

Como consequência do aumento da contribuição de potência das GDs na rede das concessionárias, estudos de planejamento das redes de distribuição são recorrentes para adequar o sistema elétrico, já que qualquer concessionária não pode negar a conexão de um acessante. As análises envolvem redistribuição de cargas ao longo da rede para que a conexão da GD não gere desequilíbrio de tensão para os consumidores, também é necessário analisar a capacidade de condução de cabos, já que é normal conexão de usinas de alta potência e, não menos importante, as proteções ao longo da rede devem ser revisadas e isso inclui estudos de proteção, coordenação e seletividade.

Os dispositivos de proteção devem operar para faltas na rede desligando o menor número de consumidores possíveis e para otimizar tal processo, é necessário analisar a coordenação e a seletividade entre eles. Consequentemente, as GDs também irão exigir modificações na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção existentes já que elas injetam corrente para faltas que ocorram na rede do sistema elétrico e alteram os valores e tempos de operação da proteção. Este trabalho não só abordará coordenação e seletividade, mas também como é possível obtê-las utilizando Curvas Inversas na parametrização dos relés digitais distribuídos ao longo da rede e das GDs para posteriormente comparar os resultados com os modos mais primitivos de coordenação e seletividade.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar a coordenação dos dispositivos de proteção do sistema elétrico com GD utilizando a filosofia de Curvas Inversas e então compará-la às técnicas de coordenação e seletividade exclusivamente por Tempo e exclusivamente por Corrente.

Com este trabalho espera-se compreender em detalhes como as Curvas Inversas se comportam frente aos desafios técnicos gerados pelas conexões de GDs na rede da concessionária e posteriormente tirar conclusões sobre as vantagens e desvantagens em comparação com as técnicas exclusivamente por Tempo e exclusivamente por Corrente.

1.4 Estrutura do Trabalho

Para atingir os objetivos, este trabalho será dividido em cinco capítulos.

No primeiro capítulo, será apresentado uma pesquisa bibliográfica sobre Energias Renováveis e Geração Distribuída. Ao final do capítulo está incluso o objetivo do trabalho e sua estruturação.

No segundo capítulo, serão introduzidos os conceitos básicos de Coordenação e Seletividade em um sistema elétrico. Neste capítulo que é dada ao leitor uma base para que ele entenda os conceitos de coordenação com Curvas Inversas, pois serão apresentadas as diferenças conceituais entre coordenação exclusivamente por Tempo, coordenação exclusivamente por Corrente e coordenação por Tempo e Corrente (Curvas Inversas). Serão abordados também os dispositivos de proteção envolvidos em coordenação e seletividade.

No terceiro capítulo, serão analisados os problemas gerados ao se conectar uma GD na rede da concessionária. Os problemas analisados serão usados como premissas para o estudo desenvolvido no capítulo Resultado e, posteriormente, utilizados para obter-se uma conclusão do trabalho.

O quarto capítulo se trata de uma análise com simulação no software Etap. Na simulação será utilizado um caso base com diversas GDs em uma rede do sistema elétrico que servirá como referência para aplicação prática de coordenação e seletividade. A simulação também abordará os impactos de coordenação e seletividade considerando as conclusões obtidas no terceiro capítulo.

O quinto capítulo se trata da conclusão do trabalho e propostas de continuidade. A conclusão contará com análise de vantagens e desvantagens da utilização das Curvas Inversas frente às filosofias exclusivamente por Tempo, coordenação exclusivamente por Corrente. Serão, também, sugeridos temas que podem ser explorados e estudados envolvendo Geração Distribuída.

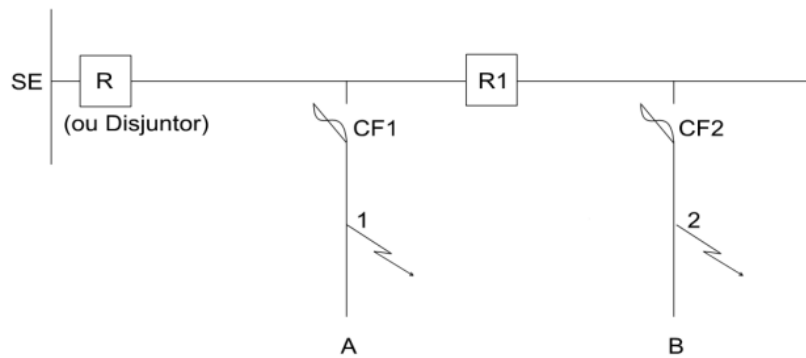
2 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

O objetivo deste capítulo é introduzir os principais dispositivos de proteção que são utilizados na coordenação e seletividade do sistema elétrico. Também serão abordadas as técnicas clássicas de coordenação exclusivamente por Tempo e exclusivamente por Corrente, sendo posteriormente apresentado os conceitos técnicos que motivaram este trabalho, a coordenação com Curvas Inversas.

As filosofias de seletividade e coordenação são muito utilizadas para estabelecer relações entre os dispositivos de proteção, além de permitir uma menor quantidade de desligamentos dos clientes da concessionária em caso de falta.

Segundo (COTOSCK, 2007), seletividade é uma expressão associada ao arranjo dos dispositivos de proteção de forma que somente o elemento em falta seja retirado do sistema. Isto é, os demais elementos devem permanecer conectados ao sistema. O principal objetivo da seletividade é restringir a interrupção somente dos componentes do sistema que estão em falta.

Figura 2: Proteção Seletiva e Coordenada



Fonte: ND CEMIG 4.15

Analisando a Figura 2, para uma falta no ponto “1”, o dispositivo de proteção CF1 opera sem que ocorra operação do dispositivo de retaguarda, interrompendo apenas os consumidores do ramal “A” (CEMIG ND 4.15, 2022).

Segundo (COTOSCK, 2007), coordenação dos dispositivos de proteção determina os ajustes com o objetivo de conseguir a sensibilidade de coordenação entre os dispositivos de proteção, de forma que as proteções adjacentes só atuem no caso de falha das proteções responsáveis por prover proteção à zona específica. Como pode ser visto na Figura 2, havendo uma

falta no ponto “2”, haverá operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção R1 na tentativa de eliminar a falta caso ela seja transitória. Se a falta for permanente, somente os consumidores do ramal “B” serão interrompidos até o reparo do defeito (CEMIG ND 4.15, 2022).

Para formar uma cadeia com sequências de operações, na qual o relé mais próximo do defeito atue prioritariamente, deve haver uma escada de tempos de atuação sucessivos dos relés, garantindo a proteção de vanguarda e posteriormente das proteções da retaguarda. Esta afirmação indica que a melhor filosofia de proteção é a combinação da seletividade e da coordenação, também chamada de filosofia mista. A proteção mista é largamente utilizada, pois aproveita as melhores características da proteção seletiva e da proteção coordenada (CEMIG ND 4.15, 2022)

A aplicação destas filosofias é bastante defensiva, pois caso um dispositivo de proteção falhe, o dispositivo a montante irá operar servindo como backup.

Em caso de falhas na rede, os principais equipamentos de proteção utilizados para atuarem aplicando as filosofias de proteção e seletividade são as chaves fusíveis, disjuntores, relés e religadores.

2.1 Relés

Os relés de proteção são dispositivos responsáveis pelo gerenciamento e monitoramento das grandezas elétricas em um determinado circuito. Os relés são projetados para sentir perturbações no sistema elétrico e automaticamente executar ações de controle sobre dispositivos de disjunção a fim de proteger pessoas e equipamentos (LEÃO, 2011). Os relés são dispositivos largamente utilizados para proteções mínimas a serem implementadas nas proteções de subestações de clientes, concessionárias e muitas vezes operam em equipamentos com tecnologia de ponta como os religadores microprocessados. Os relés atuam comparando dados obtidos por amostragem por meio de TC e TP e, para valores anômalas das grandezas, o relé então envia um sinal para o disjuntor operar (*trip*). As condições para atuação do relé são (LEÃO, 2011):

- Grandezas medidas ultrapassam os limites pré-definidos para partida do relé e,
- Tempo de duração da falta ultrapassa o valor de tempo pré-definido no relé.

2.2 Religadores

Os religadores são equipamentos capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos, podendo efetuá-las por um número pré-determinado de vezes quando em condições de sobrecorrentes. O religador pode ser programado para realizar 1, 2, 3 ou 4 aberturas definindo o que se chama ciclo de operação. Todas as aberturas, exceto a última são seguidas de religamentos. O tempo decorrido entre uma abertura e um religamento é chamado tempo de religamento ou tempo morto. (CEMIG ND 4.15, 2022). Os religadores possuem uma grande vantagem que é o tempo de falta de energia para os consumidores em uma eventual abertura por sobrecorrente, pois 86% dos casos de curto-circuito são transitórios. Também reduzem a necessidade de deslocar técnicos de manutenção de rede para o local a procura do problema. O lado negativo do uso de religador é exatamente o fato de ele religar em situações em que a falta é permanente. Nesse caso ele irá alimentar um curto-circuito, colocando a rede, os equipamentos e vidas em risco nem que seja por milissegundos.

Os religadores podem ser parametrizados com curvas rápidas e lentas. A curva rápida é utilizada para proteger chaves fusíveis, pois o tempo de operação é ajustado para atuar mais rápido que uma chave fusível (LEÃO, 2011). Os religadores microprocessados são as versões mais moderna de proteção, são compostos de uma combinação de interruptor e um controlador microprocessado responsável pelas funções de proteção, medição, geração de logs e comunicação (CEMIG ND 4.15, 2022). Uma característica dos religadores é a versatilidade, pois podem realizar uma função similar à chave fusível com apenas uma operação e também é possível habilitá-lo ou desabilitá-lo remotamente pelos centros de controles das concessionárias através de sinais de operadora celular.

2.3 Coordenação Relé - Religador

Na coordenação relé-religador, o religador é instalado na zona de proteção da unidade temporizada do relé do disjuntor. Os relés de fase e de neutro da unidade instantânea são ajustados em função de máxima corrente simétrica de curto trifásico e fase-terra no trecho onde o disjuntor é proteção de retaguarda (CEMIG ND 4.15, 2022). Para que haja coordenação entre relé religador,

é necessário que os relés de fase ou terra que controlam o disjuntor não operem enquanto o religador está executando a sequência de operação. Os tempos de operação serão determinados por meio de Curvas Inversas ou definidas ajustadas nos controladores.

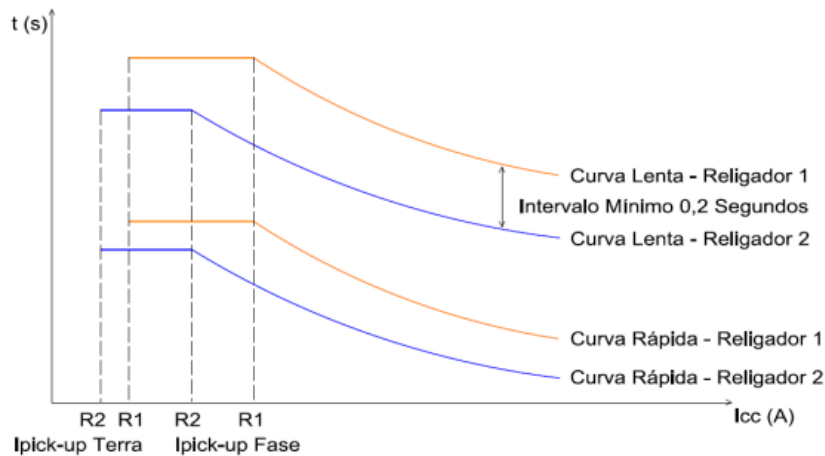
2.4 Coordenação Religador - Religador

A coordenação religador-religador permite uma gama de combinações de coordenação e seletividade maior que os demais equipamentos de proteção por possuírem tecnologias mais avançadas. A coordenação religador-religador tem como base a análise da corrente mínima de atuação e das curvas de tempo x corrente, de tal forma que o religador de retaguarda não opere na curva lenta para qualquer valor de curto-circuito na zona de proteção mútua (CEMIG ND 4.15, 2022).

Para que exista coordenação entre religadores de distribuição, devem ser admitidos os seguintes critérios:

- A corrente de ajuste da unidade temporizada de fase do religador de distribuição a jusante (curva lenta) deve ser inferior à corrente de atuação da unidade temporizada de fase do religador de distribuição a montante.
- A corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro do religador de distribuição a jusante (curva lenta) deve ser inferior à corrente de atuação da unidade temporizada de neutro do religador de distribuição a montante.
- A curva selecionada da unidade temporizada de fase (curva lenta) do religador de distribuição a montante não deve cortar a curva temporizada de fase (curva lenta) do religador de distribuição a jusante em todo o trecho protegido pelo religador de distribuição a montante.
- A curva selecionada da unidade temporizada de neutro (curva lenta) do religador de distribuição a montante não deve cortar a curva temporizada de neutro (curva lenta) do religador de distribuição a jusante em todo o trecho protegido pelo religador de distribuição a montante.

Figura 3: Coordenação Religador/Religador



Fonte: (CEMIG ND 4.15, 2022)

Na Figura 03 observa-se que as operações estão coordenadas. As curvas do primeiro religador atuam depois das curvas do segundo religador, promovendo seletividade entre as operações. Conforme é possível observar na Figura 3, existem duas curvas denominadas “curva rápida” que estão parametrizadas com um tempo de operação mais rápido que as chamadas “curva lenta”. As curvas rápidas são ajustadas para operar antes das chaves fusíveis que estão ao longo da rede, para que, dessa forma, as chaves fusíveis não operem para curtos temporários. Caso a falta seja permanente, as curvas lentas são acionadas e o religador opera desligando de forma definitiva a rede.

2.5 Funções de Proteção

As funções de proteção e manobra são caracterizadas por um código numérico que indica o tipo de proteção a que se destina um relé. Um relé pode ser fabricado para atuar somente na ocorrência de um determinado tipo de evento, respondendo a esse evento de uma única forma. Outros relés, no entanto, são fabricados para atuar na ocorrência de vários tipos de evento, respondendo a esses eventos de duas ou mais formas, eles também podem operar com funções instantâneas (50) e unidades temporizadas (51).

Os relés têm as suas funções de proteção identificadas por números, de acordo com as normas IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), ANSI (*American National*

Standards Institute) e IEC (*International Electrotechnical Commission*). A Tabela 1 indica algumas das principais funções adotadas pelas concessionárias.

Tabela 1: Funções de Proteção dos Relés.

Funcao	Descricao
50	Função de sobrecorrente instantânea de fase
51	Função de sobrecorrente temporizada de fase
50N	Função de sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Função de sobrecorrente temporizada de neutro
50/51NS	Função de sobrecorrente neutro sensível ³
51BF	Função de falha de disjuntor
46	Função de seqüência negativa
67	Função de sobrecorrente direcional de fase
67N	Função de sobrecorrente direcional de neutro
21	Função de proteção de distância
27	Função de subtensão
59	Função de sobretensão
79	Função de religamento
50BF	Função de falha do disjuntor
51G	Função de sobrecorrente de terra
87	Função de diferencial
61	Função de desequilíbrio de corrente
25	Função de sincronismo
26	Função temperatura do óleo
49	Função temperatura do enrolamento
63	Função de pressão do gás do transformador de potência
71	Função de nível do óleo
98	Função de oscilografia
43	Função transferência da proteção
86	Função de bloqueio

Fonte: (LEÃO, 2011)

2.6 Normatização

Para conexão de uma GD no sistema elétrico é necessário que algumas exigências sejam atendidas de forma que seja garantida a confiabilidade e segurança da rede. Geralmente, as normas locais de regulação impostas pelas concessionárias possuem vários pontos em comum, todavia, há um grande esforço de alguns Comitês Internacionais em padronizar estes requisitos de forma que os mesmos possam ser aplicados em escala global. Dentre estes Comitês, destacam-se o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE*) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*).

A guia de orientação IEEE 1547 - *Interconnection of Distributed Generation* é o principal documento utilizado nos Estados Unidos para conexão de GD. Ela trata da especificação do sistema de interconexão e dos seus requisitos de teste com relação à regulação de tensão, aterramento, desconexões, monitoramento, ilhamento, variação de frequência, sincronização, EMI (*Electromagnetic Interference*), resistência a surtos, injeção de corrente contínua, harmônicos e reconexão (LEITE,2019). As principais normas derivadas da IEEE 1547 são as:

- IEEE 1547:2018 - *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. É agnóstica em relação à tecnologia de geração distribuída, apresentando as especificações de desempenho, operação, teste, considerações sobre segurança e manutenção da interconexão (LEITE,2019).
- IEEE 1547.1 2005 – *Standard for conformance tests procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems*. Apresenta a especificação de testes de conformidade, produção, comissionamento e testes periódicos (LEITE,2019).
- IEEE 1547.7 2013 – *Guide to conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection*. Apresenta critérios para estudos sobre o impacto de GDs na rede de distribuição. Tradicionalmente os sistemas de potência não foram projetados para acomodar geração no nível da distribuição. No entanto, o aumento da adoção de GD resulta na necessidade de avaliar este impacto.

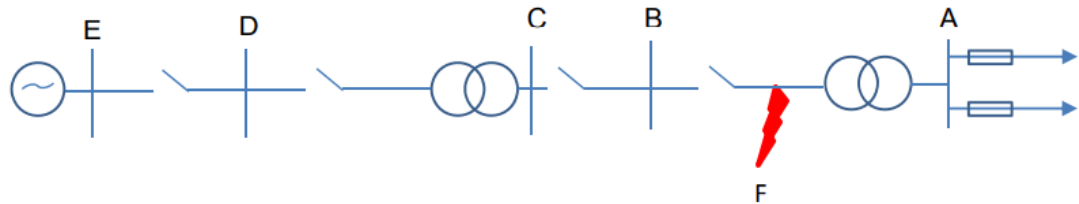
2.7 Coordenação por Tempo, Corrente e Curvas Inversas

A coordenação e seletividade de proteção tem como premissa a operação do dispositivo de proteção com o menor tempo possível ou também pelo maior nível de corrente de falta, podendo inclusive ser a combinação entre os dois. Para alcançar este objetivo, é possível utilizar o princípio de coordenação por Tempo apenas, pela corrente apenas ou pela combinação dos dois (Curvas Inversas). (SCHNEIDER, 2022).

2.7.1 Coordenação Exclusivamente por Tempo

Este trabalho utilizará as expressões “coordenação exclusivamente por Tempo” e “coordenação apenas por Tempo” como expressões equivalentes. Neste tipo de coordenação cada dispositivo de proteção é parametrizado com um tempo de operação predefinido, de forma que o dispositivo mais próximo do curto-circuito seja isolado primeiramente.

Figura 4: Coordenação por tempo



Fonte: (LACKOVIC, 2022)

Para que a coordenação exclusivamente por Tempo ocorra corretamente na Figura 4, em uma falta no ponto F, a primeira proteção a atuar deve ser a B, seguido da C, D e E.

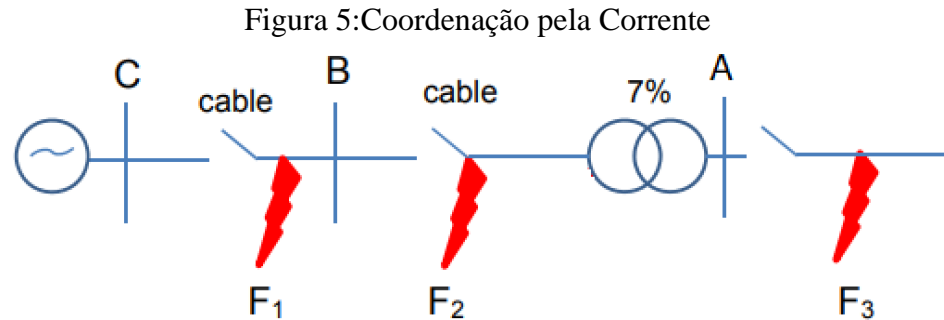
A desvantagem do uso da coordenação por Tempo apenas é que a proteção mais lenta a atuar é a mais próxima da subestação onde os níveis de curto-circuito são os maiores (SCHNEIDER, 2022).

2.7.2 Coordenação Exclusivamente por Corrente

Este trabalho utilizará as expressões “coordenação exclusivamente por Corrente” e “coordenação apenas por Corrente” como expressões equivalentes. A coordenação exclusivamente por Corrente tem como premissa o fato de que a corrente de falta é determinada pela soma das impedâncias da subestação até o ponto da falta. Nesse caso a coordenação é elaborada de acordo com a distância em que a proteção está da subestação da concessionária, já que os níveis de curto-circuito irão diminuir nos pontos mais extremos da rede. Partindo desse princípio, quanto maior a variação da impedância de um trecho, melhor será a sua coordenação. Analisando a Figura 5, a coordenação correta será a operação da proteção A, seguida pela B e por último a C caso a falta F3 ocorra. O mesmo raciocínio serve para as faltas F2 e F1.

Contudo a coordenação por Corrente apenas possui desvantagens que prejudicam sua aplicação. Na Figura 5, a proteção C pode não discernir se o curto F2 está ou não sob sua zona de

proteção caso a diferença de distância seja muito pequena entre o ponto da falta e o fim da zona de proteção C.

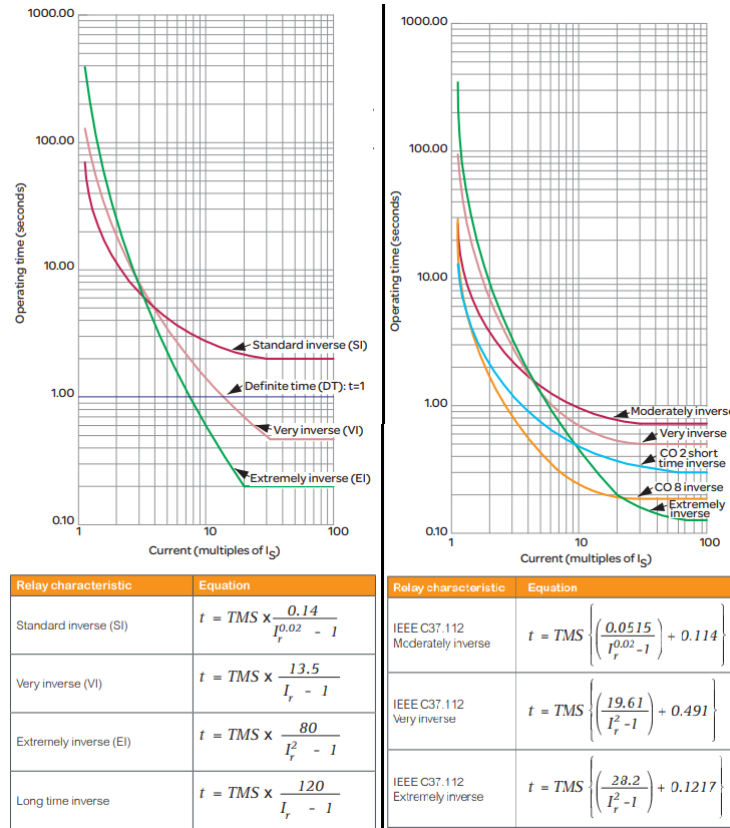


Fonte: Adaptado (LACKOVIC, 2022)

2.8 Coordenação com Curvas Inversas

Para mitigar os problemas enfrentados considerando coordenação apenas por Tempo e apenas por Corrente, foi desenvolvido estudos para coordenação com Curvas Inversas. Este tipo de curva parte do princípio de que quanto maior a relação entre a corrente de defeito e a corrente nominal do sistema ou do equipamento, menor é o tempo de atuação do relé, ou seja, é uma combinação entre as filosofias de coordenação apenas por Tempo com a de Corrente apenas. Essas curvas são utilizadas também em proteção contra sobrecarga (XAVIER, 2013). Portanto, os problemas enfrentados pela coordenação individual de corrente ou de tempo estão resolvidos. Além do tempo e da relação entre as correntes, a determinação das Curvas Inversas para ajustes relés são determinadas por parâmetros pré-definidos de acordo com a norma escolhida. As normas mais comuns utilizadas por relés digitais são a IEC 60255-3 e a IEEE C37.112. Cada Instituto desenvolveu suas próprias equações características para as curvas padronizadas por eles, de forma que a coordenação seja elaborada ajustando os multiplicadores de tempo de acordo com a necessidade do projeto (SCHULZE, 2018). A Figura 6 demonstra qual o comportamento de cada curva de acordo com os padrões de cada Instituto, sendo todas elas determinadas pela sua equação característica. Nos subtópicos 2.8.1 ao 2.8.4 serão apresentados os tipos de Curvas Inversas mais utilizados por engenheiros nos dias atuais para coordenação.

Figura 6: Gráfico e equações padrão IEC / Gráfico e equações padrão IEEE/ANSI



Fonte: (SCHNEIDER, 2022)

2.8.1 Curva Normalmente Inversa (NI) – *Standard Inverse (SI)* e *Moderately Inverse (MI)*

Dentre todas as Curvas Inversas, a Normalmente Inversa opera mais lentamente para altas correntes de falta, possuindo uma variação relativamente pequena no tempo em relação à variação da corrente. Ela é muito utilizada em indústrias e locais onde as faltas são mais previsíveis, ou seja, dependem da geração da falta combinado com o local da falta.

2.8.2 Curva Muito Inversa (MI)– *Very Inverse (VI)*

Esta curva é mais íngreme que a Normalmente Inversa e essa característica facilita uma coordenação com outra curva Muito Inversa, pois exige uma menor variação nos ajustes para

coordená-la, permitindo mais dispositivos de proteção em série. A curva MI é muito aplicada em faltas que dependem do local onde acontece o curto-circuito, onde a impedância altera os níveis à medida que a rede da concessionária se estende. Logo, ela geralmente não é aplicada para a forma de geração dos curtos, e sim pela distância do curto em relação a geração.

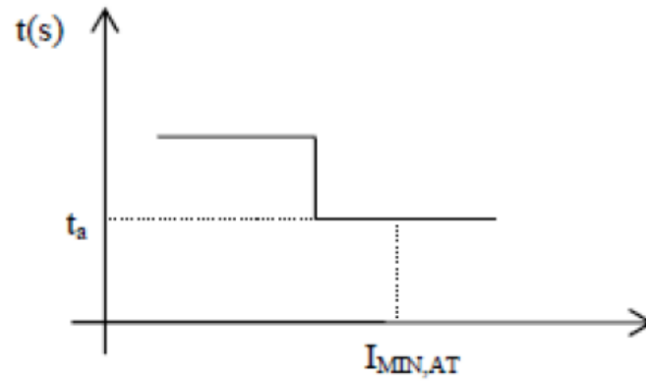
2.8.3 Curva Extremamente Inversa (EI) – *Extremely Inverse* (EI)

De todas as Curvas Inversas, a Extremamente Inversa é a mais íngreme, sendo mais responsiva para altas correntes de falta. A curva EI é muito utilizada para proteção contra sobreaquecimento e em fontes de corrente onde a proteção precisa operar mais rapidamente. Devido à natureza das curvas EI, elas facilitam em muito a coordenação com chaves fusíveis e outros religadores, pois possuem um comportamento parcialmente linear, assim como as curvas de elos fusíveis.

2.8.4 Curva de Tempo Definido (TD)

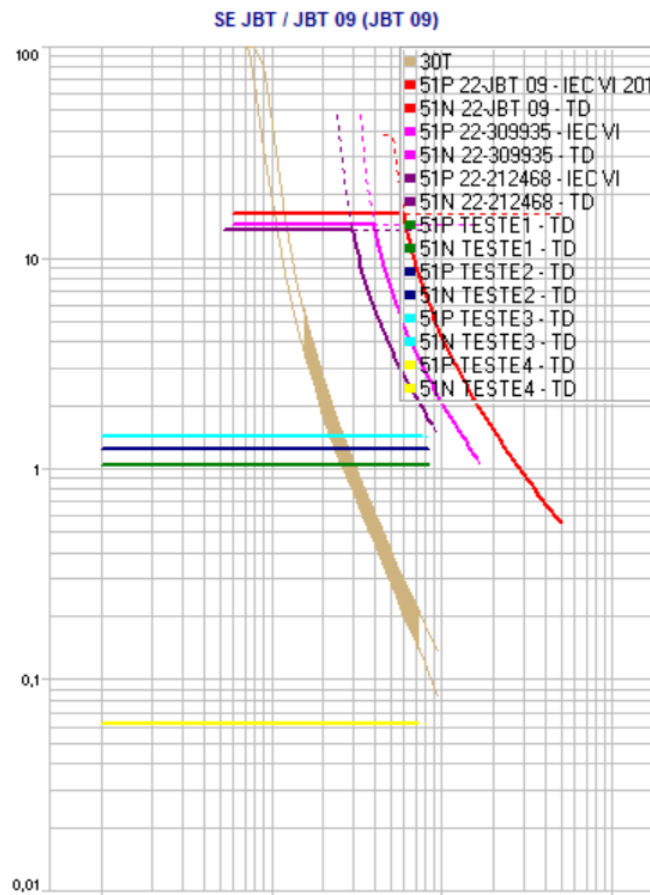
Este tipo de curva permite que o relé, após os ajustes do tempo de atuação e da corrente mínima de atuação, opere neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou maior do que o mínimo ajustado conforme pode ser visto na Figura 7 (XAVIER, 2013). As Curvas Inversas são mais voltadas para proteção de fases, pois são muito sensíveis para serem utilizadas nas correntes de terra. É mais eficiente utilizar a medição residual das fases para determinar o limite do tempo de operação da proteção de terra tornando as curvas de Tempo Definido mais vantajosas. Os valores típicos para proteção de neutro giram em torno de 30% e 40% da carga total da rede trifásica (SCHNEIDER, 2022) (CEMIG ND 5.31, 2022). O Tempo Definido é utilizado também em um cenário com coordenação exclusivamente por Tempo e coordenação exclusivamente por Corrente.

Figura 7: Curva de Tempo Definido



Fonte: (XAVIER, 2013)

Figura 8: Comportamento das Diferentes Forma de Coordenação



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

A Figura 8 ilustra o comportamento dos tipos de coordenação apenas por tempo, corrente e Curvas Inversas, onde no eixo X estão indicados os níveis de corrente de curto-circuito e no eixo

Y o tempo. No centro da Figura 8 está representada uma chave fusível (curva marrom), em um cenário real, ela pode estar instalada em uma derivação do tronco de um alimentador. A linha amarela corresponde ao comportamento da coordenação apenas por corrente, é possível verificar que ela opera instantaneamente para qualquer nível de curto-circuito. Nesse caso a coordenação e seletividade não existe, já que não haverá tempo para a chave fusível operar e isolar seletivamente o local da falta. As linhas na horizontal no meio do gráfico (azul, verde e roxa) indicam a coordenação apenas por tempo, elas também descoordenam com a chave fusível, já que a chave fusível não terá tempo para operar quando a curva dela estiver acima das linhas azul, verde e roxa. As curvas vermelha, rosa e lilás são Curvas Inversas. Destaca-se o fato de elas coordenarem entre si e com a chave fusível, permitindo seletividade entre o tronco e a derivação. O comportamento das Curvas Inversas e o impacto delas nas redes com GDs serão analisados posteriormente neste trabalho.

3 COORDENAÇÃO COM CONEXÃO DE GD

O objetivo deste capítulo é analisar como as conexões de Gerações Distribuídas podem impactar negativamente nas coordenações e seletividades nas redes, visto que GDs injetam correntes nos sistemas elétricos.

3.1 *Overreach, Infeed e Falso Tripping*

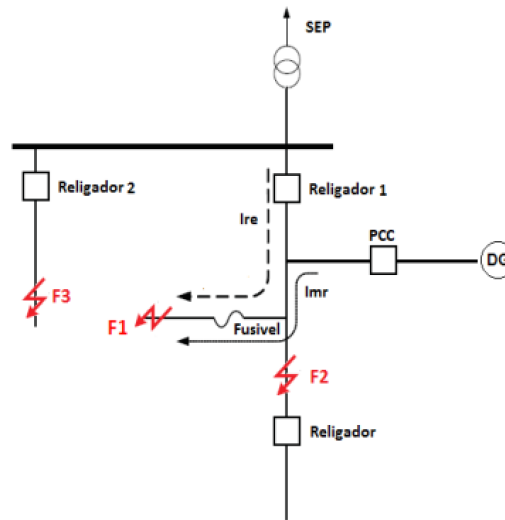
A quantidade massiva de GDs que estão sendo conectadas nos sistemas elétricos podem acarretar problemas como falsas operações, que, por consequência, geram descoordenações e perdas de seletividades entre os dispositivos de proteção da rede (ABDELBASET, 2022). O impacto causado por uma perda de coordenação e seletividade pode causar desligamentos desnecessários e prejudicar a qualidade de energia entregue ao consumidor, também onera as concessionárias que repassam os gastos extra por meio das tarifas de energia.

Os problemas de coordenações e seletividades enfrentados com as conexões de GD se resumem em dois, problemas com a falha na detecção de faltas e com a perda de seletividade (COSTER, 2010), ambos causados pelas injeções de correntes oriundas das GDs.

Quando há um curto-circuito em qualquer ponto de uma rede conectada com uma GD, a corrente de falta proveniente da subestação é reduzida, uma vez que a GD também irá contribuir com a corrente de falta. Esse comportamento pode gerar um problema de falha na detecção da falta, uma vez que a redução da corrente proveniente pode não sensibilizar os dispositivos de proteção da rede. Ao se observar a Figura 9, o problema de falta de detecção de falta pode ocorrer para uma falta no ponto F2, o Religador 1 pode não sensibilizar, já que a corrente oriunda da GD irá reduzir a corrente proveniente da subestação. Este fenômeno é chamado de *Infeed*.

Uma outra adversidade que a conexão de GDs na rede pode causar, é o chamado *Overreach*, que é caracterizado como um problema de perda de coordenação e de seletividade. Este problema é causado quando uma chave fusível opera antes da curva rápida do religador da rede. Na figura 9, este problema pode ocorrer para uma falta no ponto F1. Caso a combinação das correntes da subestação e da GD seja de valor alto, a chave fusível poderá operar antes da curva rápida do religador 1.

Figura 9: Impacto na Coordenação com Conexão de GD



Fonte: Adaptado (RODRIGUES, 2015)

Mais um problema acarretado ao se conectar uma GD, é o chamado falso *tripping* ou *trip* indevido, fenômeno que prejudica a coordenação. A verificação de um falso *tripping* ou *trip* indevido pode ser observado na Figura 9 considerando uma falta em F3. A corrente de contribuição da GD para uma falta em F3 pode ser alta o suficiente para sensibilizar o Religador 1, levando-o a operar antes do Religador 2 (RODRIGUES, 2015).

O *overreach*, *infeed* e falso *tripping* são os principais problemas confrontados pelas concessionárias após as massivas conexões de GDs na rede.

3.2 Coordenação em Ilhamentos Intencionais

O problema gerado por um Ilhamento Intencional se distingue de *overreach*, *infeed* e falso *tripping*, pois no caso do ilhamento a subestação estará desligada.

Um dos desafios para a coordenação e seletividade de um Ilhamento Intencional, se dá porque haverá a inversão de sentido de fluxo da corrente na rede elétrica quando a subestação for desconectada, exigindo as chamadas operações bidirecionais dos relés que é um recurso o qual permite tempos diferentes de operação dos relés dependendo do sentido da corrente.

Em um ilhamento pode acontecer dos níveis de curtos-circuitos reduzirem significativamente, já que a subestação foi desconectada, neste cenário é indispensável rever todo o sistema de proteção para evitar descoordenação por falta de sensibilidade (PEIRIS, 2018).

Outro problema que desponta, é a comunicação entre a GD, que continua ativa, e o centro de controle da concessionária. Este problema é caracterizado pelas perdas dos dados coletados nos dispositivos de proteção envolvidos no ilhamento, como tensão, frequência, potência, e, até mesmo, dados dos sistemas de proteções, expondo a rede a ataques cibernéticos (VOIMA, 2014). Caso a comunicação venha a falhar, pode haver do fenômeno falso *tripping* e consumidores podem ficar consideráveis tempos desconectados desnecessariamente, reduzindo, assim, a qualidade da energia entregue.

Os custos envolvidos em um Ilhamento Intencional com Geração Distribuída é um fator complicador para sua implementação. Durante os ilhamentos, algoritmos adaptativos e inteligência artificial podem ser usados para reajustar os parâmetros dos relés da rede para obter-se uma nova coordenação automaticamente, contudo, isso exige elevados investimentos, tanto para elaborar algoritmos eficientes, comunicações avançadas, monitoramento em tempo real e dados dos curtos-circuitos, quanto para a aquisição de dispositivos com tecnologia de ponta.

No capítulo resultados, será analisado a viabilidade de coordenação da rede em um ilhamento intencional utilizando Curvas Inversas.

4 RESULTADOS

O objetivo deste capítulo é aplicar os conceitos de curvas inversas em uma rede com diversas GDs conectadas. Será avaliado o comportamento das Curvas Inversas frente aos problemas identificados no Capítulo 3 e posteriormente, comparado os resultados com os tipos de coordenações exclusivamente por Tempo, exclusivamente por Corrente e com Curvas Inversas. O capítulo contará com simulações no software Etap, onde serão realizadas coordenações entre a rede da concessionária conectada com múltiplas GDs. O diagrama do caso base para realizar a simulação, foi retirado do trabalho de (PINHEIRO, 2018), pois o diagrama possui GDs em série e em paralelo, tornando-a didática mais completa.

4.1 Caso Base

Na monografia, (PINHEIRO, 2018) estuda uma rede com 6 GDs, onde 3 das GDs são geradores síncronos (GD01, GD02 e GD03) e 3 das GDs são fotovoltaicas (GF01, GF02 e GF03). As proteções da rede serão feitas pelos relés R01 ao R15, onde os ajustes de R2 serão iguais aos de R03, R08 iguais aos do R09 e R04 iguais ao do R05. Foram criadas barras numeradas de 1 a 8 para conexões de cargas, conexão de GDs e derivações na rede conforme pode ser verificado na Figura 10.

A partir do diagrama de rede proposto em seu trabalho, o autor da monografia, por meio de software, obteve os valores de curtos-circuitos nas barras 1 a 8 com diferentes cenários, com ou sem GD e com ou sem ilhamento. A coordenação proposta foi apenas em função do Tempo e não considerou que os níveis de curtos-circuitos podem variar em qualquer ponto da rede. É importante ressaltar que um dos pontos negativos da coordenação apenas por Tempo é o fato das proteções possuírem tempos de operações fixos, independente se a corrente de falta for de alta ou baixa intensidade.

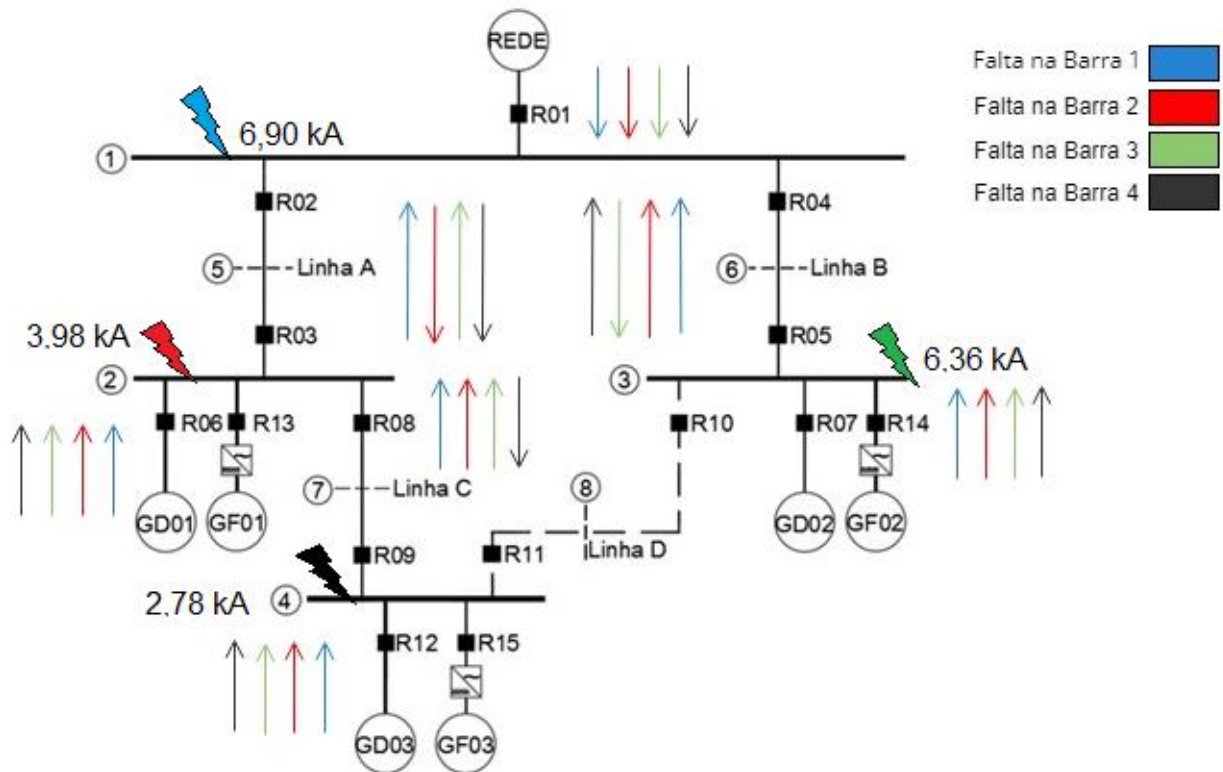
A comparação inicial deste capítulo será entre a coordenação exclusivamente por Tempo do trabalho de (PINHEIRO, 2018) e a coordenação exclusivamente por Corrente. Posteriormente, será feita uma análise de coordenação e seletividade utilizando curvas inversas, com o intuito de obter resultados para uma adequada comparação entre as técnicas de coordenação.

No desenvolvimento deste caso base, será utilizado o software Etap. O Etap é uma plataforma de software para projetar, operar e automatizar em um sistema elétrico. O Etap

apresenta recursos para gerenciamento de energia e sistemas de potência, permitindo simulações de um sistema elétrico e posteriormente implementar estudos como os de curtos-circuitos e coordenação da proteção.

A Figura 10 está representando o diagrama base com sentido do fluxo de correntes para faltas nas barras 1, 2, 3 e 4 e seus respectivos valores de correntes de curtos-circuitos. O estudo para a coordenação se dará inserindo os valores de curtos-circuitos no Etap, e posteriormente, serão implementados ajustes com Curvas Inversas nos relés da rede, por fim, a coordenação será avaliada. Os valores de potência, tensão e impedância não serão abordados neste trabalho, eles seriam relevantes caso os dados das correntes de falta já não estivessem sido calculados.

Figura 10: Diagrama Base da Rede



Fonte: (PINHEIRO, 2018)

Foi utilizado a seguinte premissa para elaborar a coordenação: a operação dos relés deverá atuar por zonas de proteção com tempo de 200 ms entre a zona principal e as zonas adjacentes. Segundo (MARDEGAN, 2022), o motivo para o uso de 200 ms é necessário para que haja possibilidade das chaves fusíveis operarem antes dos relés da rede. Ainda complementado, o autor (VALENZUELA, 2021) cita a necessidade de manter 200 ms para haver uma margem de segurança

para possíveis erros de medição dos transformadores de corrente. Baseado nas premissas acima, o valor de tempo mínimo entre curvas adotado será de 200 ms

4.2 Coordenação

Toda a coordenação será elaborada considerando os valores de curtos-circuitos da Tabela 2. Isso implica que os valores de ajuste para as curvas devem proteger a rede e a GD das faltas nas barras 1,2,3 e 4 do diagrama da Figura 10.

Tabela 2: Tabela de Correntes de Falta das Barras

	Corrente de Falta (kA)
Barra 1	6,90
Barra 2	3,98
Barra 3	6,36
Barra 4	2,78

O escopo do capítulo Resultados se dará nos seguintes tópicos:

- Coordenação por Tempo x por Corrente com a SE conectada
- Coordenação com curvas inversas com a SE conectada
- Análise de *Overreach*, *Infeed* e *Falso Tripping*.
- Coordenação dos relés com Ilhamento Intencional.
- Constatações sobre os resultados

4.3 Coordenação por Tempo X por Corrente com a Se Conectada

Conforme já analisado, a coordenação, apenas por Tempo, em qualquer rede, possui como característica a utilização de valores fixos na parametrização dos dispositivos de proteção, fazendo operar os dispositivos de proteção para quaisquer níveis de corrente que ultrapasse a nominal, seja o nível da corrente baixa ou alta. De acordo com a filosofia de coordenação apenas por Tempo, para uma falta na barra 04 os relés R08/R09 atuariam com 200 ms, os relés R02/R03 com 400ms e o por último o relé R01 com 600 ms.

Quando analisado a coordenação apenas por Corrente, para uma falta na barra 04 os relés R08/R09 atuam com 200 ms para correntes acima de 2180A. O valor de 2860A é o valor máximo de corrente que circula os relés R08/R09 e 2180A é o menor valor na zona de proteção de R08/R09. Para coordenar com os relés R08/R09, os relés R02/R03 irão operar com 400ms sendo o máximo de corrente circulando pelo relé R03 em 3980A e mínimo 2860A e por último o relé R01 irá operar com 600 ms.

Assim como para a coordenação apenas por Tempo, a coordenação apenas por Corrente apresenta vantagens caso a concessionária queira interromper imediatamente uma falta na rede, pois essas filosofias de coordenação não toleram variações nos níveis de curtos-circuitos, operando imediatamente se a corrente de falta é baixa ou alta. Estes tipos de coordenações são mais práticos, pois exige do técnico apenas a adição de 200ms entre os dispositivos a serem coordenados.

Contudo, mesmo em cenários favoráveis à utilização de coordenação por Corrente e Tempo apenas, haverá descoordenação com chaves fusíveis causando *overreach*, já que as curvas das chaves fusíveis cruzarão com as retas da coordenação por Tempo e Corrente.

4.4 Coordenação com Curvas Inversas com a Se Conectada

A análise de coordenação será feita individualmente para cada GD considerando, para tanto, o menor valor de curto-circuito nas barras em que cada uma está conectada.

4.4.1 Coordenação Entre Rede E GD01

A GD01 está conectada na Barra 2 com corrente de curto-circuito de aproximadamente 21,88kA. Porém, conforme mencionado anteriormente, será utilizado o valor de menor módulo da corrente de falta na barra que a GD01 está conectada. Nesse caso a corrente a ser adotada será de 3,98kA.

Para determinar os ajustes com curva inversa dos relés, a análise irá começar pela GD. A potência da usina é de 7MW e a corrente nominal é 320A. Logo o valor de pick-up da proteção será 320A adicionado de 5% para evitar operações indevidas, resultando em 336A. O dial da curva será um valor típico de 0,1 e a curva inversa adotada será Extremamente Inversa, conforme discutido no Capítulo 3.

Segundo a Cemig, o cabo com bitola 150 mm² possui como capacidade de corrente nominal 456A e como capacidade de condução admissível em 501,6A. Ainda, segundo a Cemig, a subestação pode ser ajustada com um pick-up no limite da corrente admissível, portanto, a Subestação será ajustada com um pick-up de 500A. Os demais relés serão dentro do limite nominal para não comprometer a capacidade mecânica do cabo.

Os relés em série com a GD01 são os R01, R02=R03, R06=R13, portanto eles serão coordenados em função da GD01.

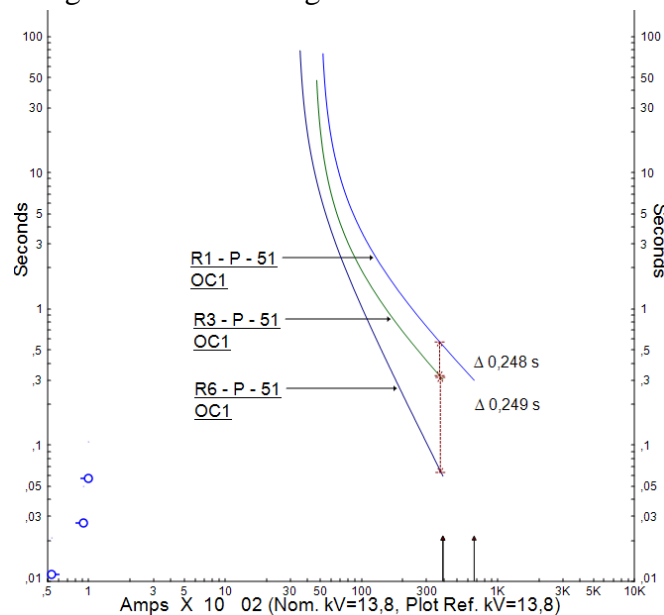
Com a determinação dos critérios, os ajustes propostos após simulação no ETAP para os relés são apresentados na Tabela 3 e no Coordenograma na Figura 11.

Tabela 3: Ajustes coordenado com a GD01

	Curva Inversas IEC	Dial	Pick-up (A)
Rele 1	Muito Inversa	0,275	500
Rele 2 e 3	Muito Inversa	0,175	450
Rele 6 e 13	Extremamente Inversa	0,1	340

A partir dos ajustes propostos na Tabela 3 e do Coordenograma indicado na Figura 11 é possível verificar que o principal critério de coordenação foi atendido, pois houve pelo menos 200 ms entre as Curvas Inversas de operação dos relés.

Figura 11: Coordenograma entre Rede e GD 01



4.4.2 Coordenação Entre Rede E GD03

A coordenação a seguir será da GD03. A estratégia de analisar a GD03 antes da GD02 é vantajosa pois os relés R01 e R02/R03 que foram coordenados para a GD01 estão em série com os relés R08/R09 e R12/R15, isso favorece ao prosseguimento da linha de raciocínio. Será então verificada adiante a possibilidade de coordenação entre a GD03 sem alterar os ajustes propostos na análise de coordenação da GD01 envolvendo os relés R01 e R02/R03.

Após simulações no ETAP, foi constatado que para haver coordenação entre os relés da rede serão necessárias alterações nos parâmetros dos relés R01 e R02/R03, ficando conforme Tabela 4. Os novos ajustes dos relés R01 e R02/R03 não comprometem os ajustes da GD01, pois as curvas de coordenação foram deslocadas para a direita, o que faz aumentar a diferença entre curvas, garantindo pelo menos 200 ms.

Tabela 4: Alteração nos Ajustes dos Relés R01 e R02/R03 para coordenação com a GD03.

	Antes		Depois	
	Dial	Pick-up (A)	Dial	Pick-up (A)
Rele 1	0,275	500	0,325	500
Rele 2 e 3	0,175	450	0,225	450

Tabela 5: Ajustes Coordenados com a GD03

	Curva Inversas IEC	Dial	Pick-up (A)
Rele 1	Muito Inversa	0,325	500
Rele 2 e 3	Muito Inversa	0,225	450
Rele 8 e 9	Muito Inversa	0,15	400
Rele 12 e 15	Muito Inversa	0,1	340

A Tabela 5 indica quais são os parâmetros finais implementados nos relés R01, R02/R03, R08/R09 com a conexão da GD03. A Figura 12 indica o Coordenograma com as curvas após a conexão da GD03. É possível reparar que novamente houve a diferença mínima de 200 ms entre as Curvas Inversas.

As curvas sempre representam os maiores níveis de curtos-circuitos no ponto direito extremo da curva conforme pode ser visto na Figura 13, isso pode servir como referência para o engenheiro determinar a diferença entre os níveis de corrente de falta e avaliar uma eventual necessidade de inclusão de um novo dispositivo para aumentar a seletividade. Na Figura 13, os

maiores níveis de correntes de faltas são indicados pelos R1(6740A) e R3(3980A) com diferença igual a 2760A, essa será a referência para o engenheiro determinar a necessidade de sensibilizar a proteção para faltas até 1000A entre dispositivos de proteção por exemplo.

Figura 12: Coordenograma entre Rede e GD 03

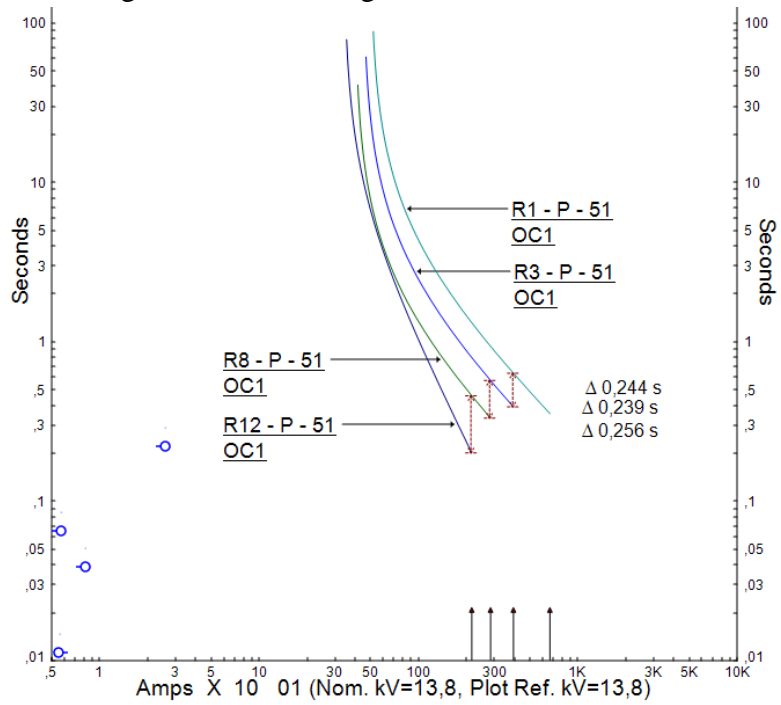
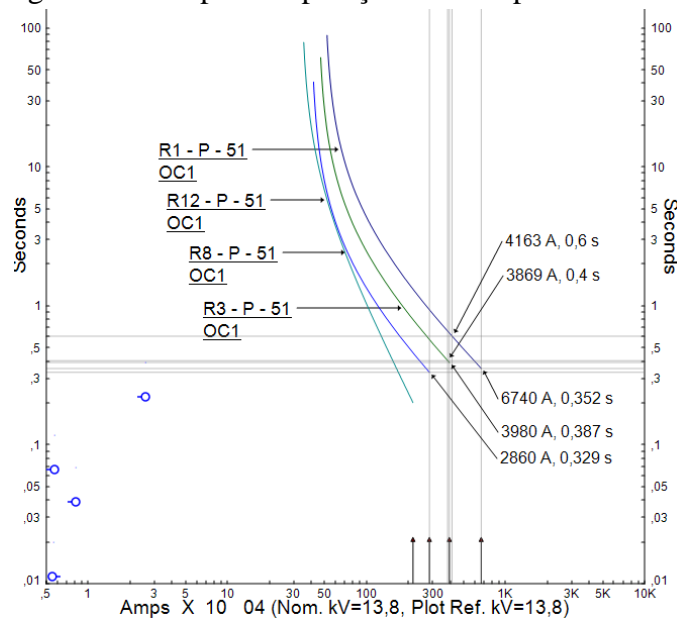


Figura 13: Tempo de Operação mais Rápida dos Relés



4.4.3 Coordenação Entre Rede E GD02

A coordenação da GD02 é similar à da GD01 já que ambas possuem apenas os relés R04/R05 entre a SE e a GD. Contudo, há diferenças entre os níveis de curto-circuito pois no caso da GD01, a barra 2 recebe contribuição de corrente da GD 03 também. Já a barra 3 recebe apenas da GD02.

Será considerada a corrente de falta que circula através do relé R03 de 6,36kA caso ocorra um curto-circuito na barra 3, pois é o menor valor de contribuição das fontes da rede.

Após simulações no ETAP, foi constatado que para haver coordenação entre a GD 02 e os relés da rede serão necessárias alterações nos parâmetros do relé R01. Esta alteração não compromete a coordenação das GD01 e GD03 pois a modificação aumenta a margem de tempo entre curvas de coordenação da GD01 e GD03, garantindo os 200 ms necessários para a coordenação da mesma forma. Na Tabela 6 está indicado quais são os ajustes para os relés R01, R04/R05, R07/R14. A Figura 14 demonstra o Coordenograma com as curvas após a conexão da GD02. Mais uma vez os ajustes atenderam o critério de no mínimo 200 ms.

Tabela 6: Ajustes Coordenados com a GD02

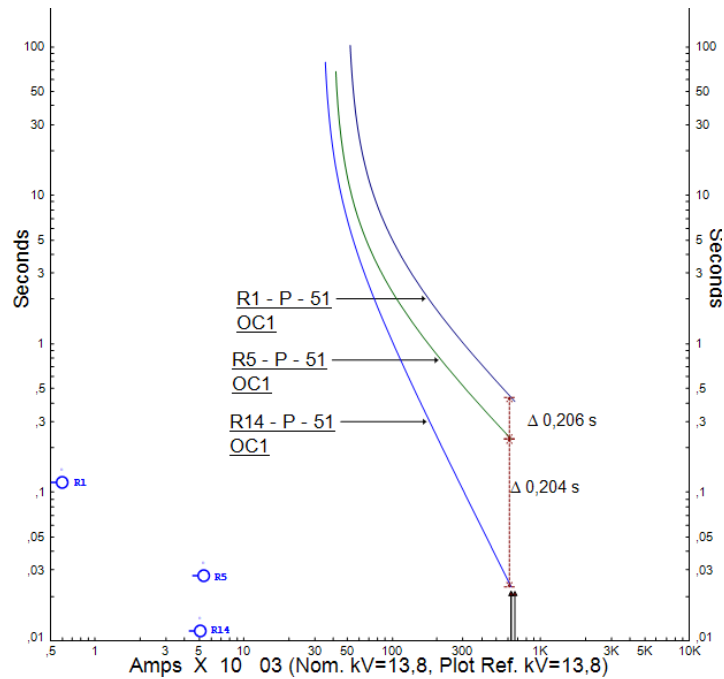
	Curva Inversas IEC	Dial	Pick-up (A)
Relé 1	Muito Inversa	0,375	500
Relé 4 e 5	Muito Inversa	0,25	450
Relé 7 e 14	Extremamente Inversa	0,1	340

Após a coordenação das GD01, GD02 e GD 03, os parâmetros finais de cada relé estão indicados na Tabela 07.

Tabela 7: Parâmetros Finais dos Relés Coordenando com a SE da Concessionária.

	Curva Inversas IEC	Dial	Pick-up (A)
Relé 1	Muito Inversa	0,375	500
Relé 2 e 3	Muito Inversa	0,225	450
Relé 4 e 5	Muito Inversa	0,25	450
Relé 6 e 13	Extremamente Inversa	0,1	340
Relé 7 e 14	Extremamente Inversa	0,1	340
Relé 8 e 9	Muito Inversa	0,15	400
Relé 12 e 15	Extremamente Inversa	0,1	340

Figura 14: Coordenograma entre Rede e GD 02



4.5 Análise de *overreach*, *infeed* e Falso tripping.

4.5.1 *Overreach*

Este fenômeno ocorre quando um dispositivo de proteção opera dentro da zona de proteção de outro dispositivo que deveria atuar antes, ou seja, quando há qualquer tipo de descoordenação que cause perda de seletividade. O *overreach* acontece principalmente quando há grandes alterações nos níveis de curto-circuito da rede, este cenário pode ser caracterizado em uma eventual conexão de múltiplas GDs na rede, nesse caso a solução seria elaborar uma nova coordenação considerando os novos níveis de curto-circuito na rede. Como os ajustes elaborados neste trabalho para todos os relés já consideravam as GD01, GD02 e GD03 conectadas, então o risco de *overreach* está descartado, pois os relés estão parametrizados já considerando as correntes de curtos-circuitos reais.

4.5.2 Ponto Cego ou *Infeed*

Este fenômeno ocorre quando uma eventual corrente de falta na rede não sensibiliza os dispositivos de proteção da rede, pelo fato da corrente de contribuição da GD reduzir a corrente total oriunda da SE, o relé de proteção da rede pode não distinguir as correntes como de falta ou de carga.

Com a conexão da GD01, os níveis de curtos-circuitos da barra 2 aumentaram, já que a GD01 e GD03 passarão a contribuir com a corrente de falta, além da SE. Como consequência, as correntes de falta que passam pelos relés R01, R02 e R03 são reduzidas e podem não se sensibilizarem quando ocorrer uma hipotética falta na barra 2. Ao analisar o trabalho de (PINHEIRO, 2018) é possível obter a informação que a intensidade da corrente de falta que passará pelo relé R03 será de 21,88kA quando houver uma falta na barra 2. Portanto, não há risco de acontecer o fenômeno de *Infeed* nesse caso, já que para esse nível de corrente de curto os ajustes dos relés R01 e R02/R03 seriam sensibilizados conforme parâmetros da Tabela 06.

É sabido que níveis de curto-circuito variam de acordo com a impedância entre a fonte e o ponto de falta. Considerando essa premissa é correto dizer que a SE irá contribuir com uma corrente de falta menor na barra 4 do que na barra 2. Caso uma falta ocorra na barra 4, onde a GD03 está conectada, a corrente que passará através dos relés R01 e R02/R03 será ainda mais reduzida, em comparação a uma falta na barra 2 e isso pode potencializar a chance de ocorrer o fenômeno de *Infeed* nesses relés. Analisando os dados é possível concluir que para esse cenário não haverá *infeed* nos relés R01 e R02/R03, pois, assim como para a barra 2, os níveis das correntes de falta oriundas das GDs são altas o suficiente para sensibilizar os relés mesmo com a conexão de múltiplas GDs.

Os impactos causados pela conexão da GD02 são os mesmos da GD01 e GD03, portanto podem ser analisados de forma similar. Ao analisar os dados é possível concluir que não haverá *infeed* causado pela GD02, pois assim como para as barras 2 e 4, a corrente de faltas oriundas das SE são altas o suficiente para uma falta na barra 3, onde está conectada a GD02.

4.5.3 Falso *Tripping* ou *Trip* indevido

Este fenômeno acontece quando um dispositivo de proteção no tronco atua antes do dispositivo de proteção da derivação no qual ocorreu a falta. Isso ocorre quando a corrente de

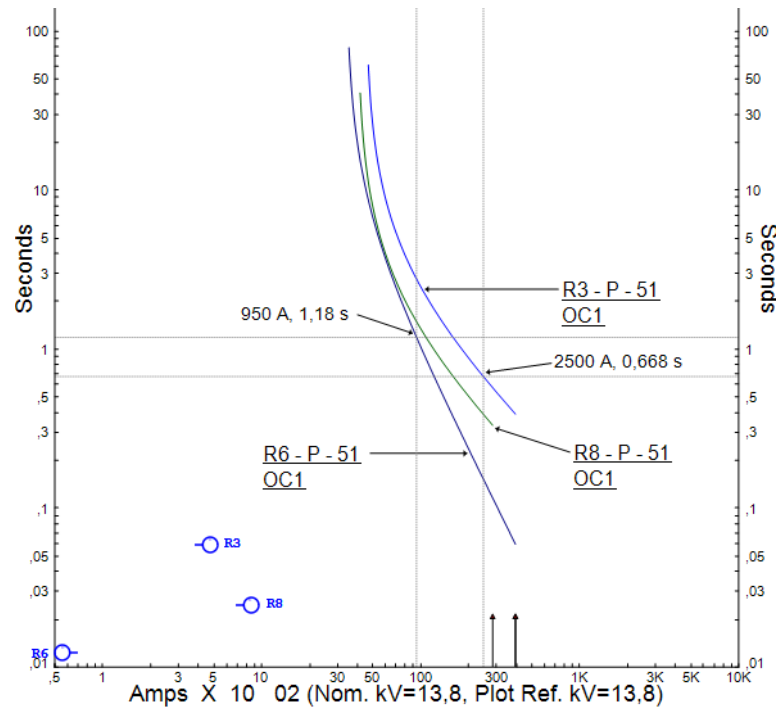
contribuição para um curto-circuito oriundo da GD é alta o suficiente para sensibilizar um dispositivo de proteção em outro ponto da rede que não seja o da falta.

Um ponto em destaque onde o fenômeno de falso *tripping* pode ocorrer é na barra 2, pois nela uma eventual falta será alimentada pelas GD01 e GD03. Em um contexto de falta na barra 2, o esperado é que o relé R03 seja o primeiro a operar por contribuir com uma alta corrente de falta oriunda da SE, seguido do relé R06/R13, da GD01 e por último os relés R08/R09. Contudo, a contribuição com a corrente de falta da GD03 na barra 2 durante uma falta pode sensibilizar os relés R08/R09 antes de R06/R13 e R03 levando à perda de seletividade.

A Figura 15 ilustra graficamente as implicações citadas no parágrafo anterior para um possível falso *tripping* entre os relés R06/R13, R03, R08/R09. É possível verificar no Coordenograma da Figura 15 que quando há um curto circuito de 2500kA circulando pelo relé R03 o tempo de operação dele será 0,688 segundos. A relação de contribuição de curto circuito entre a GD01 e o relé R03 é de 0,38, já que a contribuição do R03 é 2500A, a contribuição de corrente da GD01 para uma falta na barra 2 será de 950A com tempo de operação de 1,18 segundos. Partindo de que premissa que a impedância da rede limita a corrente de contribuição de uma GD, então pelos relés R08/R09 irá circular correntes menores que a injetada pela GD01, pois entre a barra 2 e a GD03, existe a impedância da rede. Nesse caso a corrente em que circulará através de R08/R09 será de qualquer valor menor que 950A, assim sendo, o tempo de operação será maior que 1,18 segundos. Desta forma a ordem de operação para uma falta na barra 2 será R03 primeiro com 0,688 segundos, seguido dos relés R06/R13 com 1,18 segundos e por último os relés R08/R09 com um valor superior a 1,18 segundos.

A conclusão a que se pode chegar é que não haverá falso *tripping* já que a diferença entre os tempos de operação dos relés serão significativamente alto.

Figura 15: Variação Da Corrente X Tempo De Curto-Circuito Para Uma Falta Na Barra 2

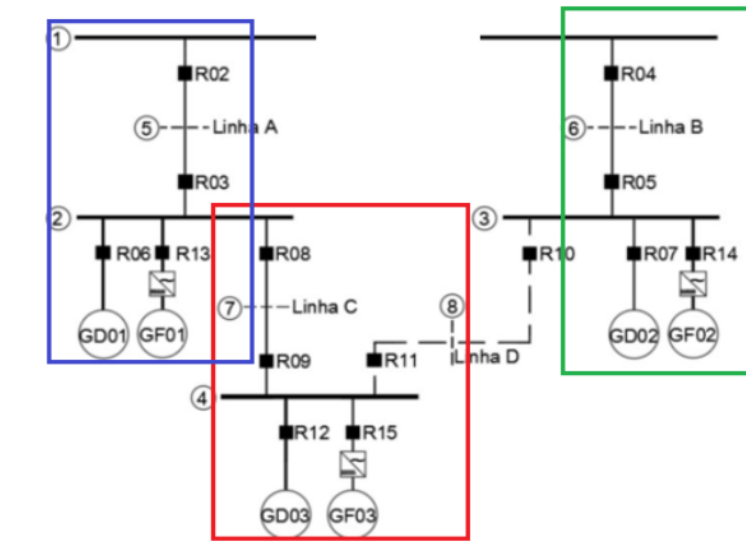


4.6 Coordenação dos Relés com Ilhamento Intencional.

Realizar um estudo de coordenação e seletividade de relés de proteção com múltiplas GDs em um ilhamento intencional é algo extremamente complexo, pois há múltiplas possibilidades de ocorrências de falta e isso exige das concessionárias de energia algoritmos com alta confiabilidade para manter a segurança operacional da rede.

É possível obter soluções fragmentando a rede em zonas e então definir um ilhamento individual para cada zona. Neste capítulo, o caso base possui 3 GDs, a título de exemplo, pode-se definir a Zona 1 com GD 01 contemplando o trecho de rede entre os relés R02 e R03, incluindo as barras 2 e 5. A Zona 2 alimentada pela GD 02 e contemplando as barras 3 e 6 do trecho entre os relés R04 e R05. Por último, Zona 3 formando uma ilha incluindo as barras 4 e 7 incluindo dos relés R08 e R09 conforme pode ser visto na Figura 16. Desta forma é possível analisar com mais detalhes cada cenário de ilhamento, sem necessidade de depender de algoritmos complexos e grandes manobras na rede em eventual ocorrência de falta na rede.

Figura 16: Ilhamento Intencional Divido por Zonas



Ainda é possível utilizar dispositivos de chaveamento para transferir mais ou diminuir cargas de uma zona para outra, neste caso o autor coloca a linha D como alternativa.

Os critérios de coordenação em casos de ilhamento intencional são os mesmos utilizados na coordenação tradicional, mas nesse caso, no sentido reverso. A GD passa a ser a referência na coordenação, assumindo o posto com a maior zona proteção, o que implica que todos os ajustes com Curvas Inversas a jusante da GD devem operar primeiro que a própria GD. Em um escopo onde a GD passa a ser a fonte, é necessário haver proteções bidirecionais no relé da GD e nos dispositivos de proteções da rede, os mesmos devem comutar e alterar parâmetros caso seja necessário.

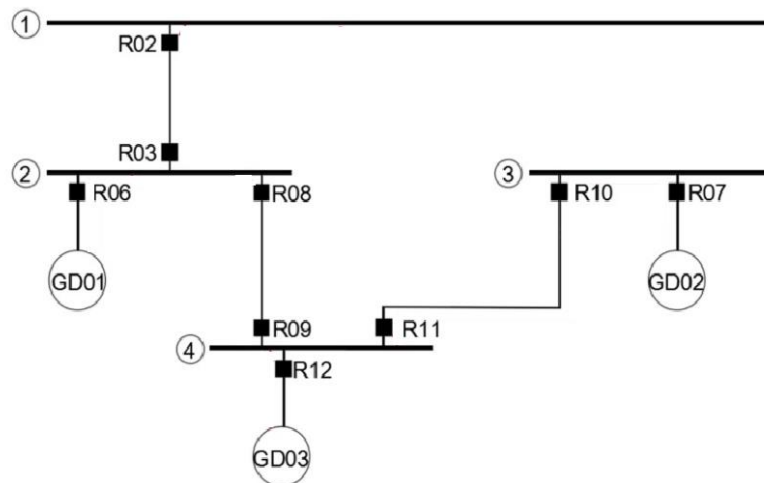
4.6.1 Análise de Coordenação no Caso Base com Ilhamento Intencional

Para análise de um caso de Ilhamento Intencional, a rede será a mesma da Figura 11, porém com adaptações sem a subestação conectada. No novo cenário, será proposta a desconexão da SE, também será retirada do trecho de rede entre os relés R04 e R05, e a análise não irá considerar a coordenação por zonas como na Figura 16, por se tratar de uma condição em que a literatura auxiliar não oferece dados o suficiente para realizar um estudo de coordenação e seletividade. Observando o diagrama da Figura 16 é possível chegar a uma conclusão imediata: não é possível coordenar a rede com as premissas tradicionais de coordenações, visto que os relés são

parametrizados com valores fixos sem considerar a possibilidade de alteração dos ajustes de proteção dos relés durante uma falta. Como exemplo, um cenário que inviabiliza a coordenação tradicional pode-se citar uma eventual falta na barra 03, onde os relés R10 e R7 devem operar primeiro que o relé R11. Porém, caso a falta seja na barra 04, haverá descoordenação entre os relés R10 e R11, visto que, nesse caso, o R10 foi parametrizado com ajustes mais sensíveis que R11 quando a falta foi simulada na barra 03. O mesmo fenômeno ocorre se for considerado faltas em qualquer barra de uma rede com múltiplas GDs.

O diagrama da rede original propõe 2 relés entre as barras com GDs conectadas. Entre as barras 02 e 04 foram instalados os relés R08 e R09 e entre as barras 03 e 04 foram instalados os relés R10 e R11. Como não é possível coordenar os relés da forma tradicional, será feita uma abordagem diferente para encontrar uma possível solução onde todas as GDs consigam estar simultaneamente conectadas e ao mesmo tempo coordenadas.

Figura 17: Diagrama Base da Rede com Ilhamento

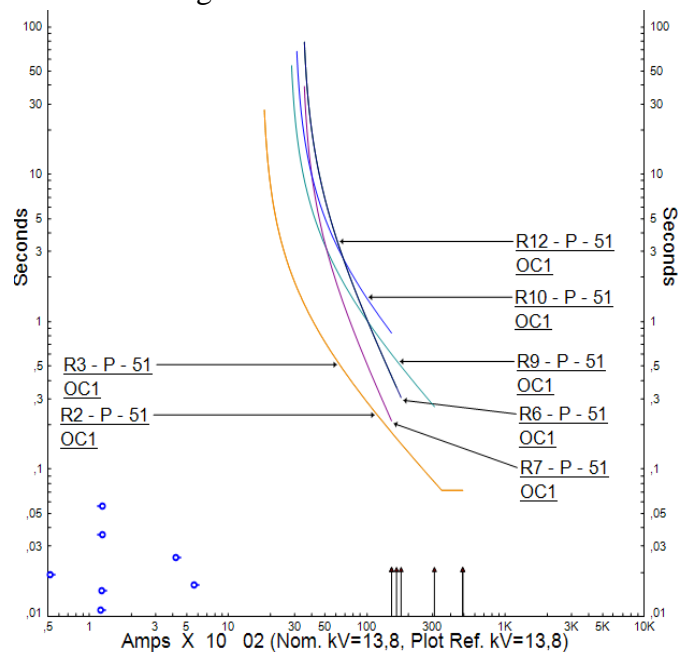


Nesta nova abordagem, os relés entre as barras irão operar individualmente e não serão considerados dispositivos de proteção em série para uma eventual falta na rede. A coordenação será feita considerando o seguinte cenário. Em uma falta na barra 01, os relés a operarem serão R2, R3, R06, R09, R12, R10 e R07 seguindo os critérios de seletividade, onde R02 e R03 são os primeiros a operarem e R10 e R07 os últimos. Caso seja elaborado uma análise considerando uma falta na barra 03, os relés irão operar começando por R07 seguido de R11, R12 e R08 e por último R06.

Foi simulado no software ETAP a primeira condição proposta, onde a falta foi simulada na barra 01. O resultado da simulação está demonstrado na Figura 17.

Analisando o resultado da simulação, é possível observar que é viável a coordenação dos relés da rede, mas as GDs não coordenam com os mesmos. Esta descoordenação é herança dos ajustes inicialmente propostos quando a rede não estava ilhada já que os ajustes previam a operação rápida das GDs com a utilização de curvas Extremamente Inversas e baixos pick-ups de correntes nos relés.

Figura 18: Coordenograma Para Falta na Barra 01 com curvas EI

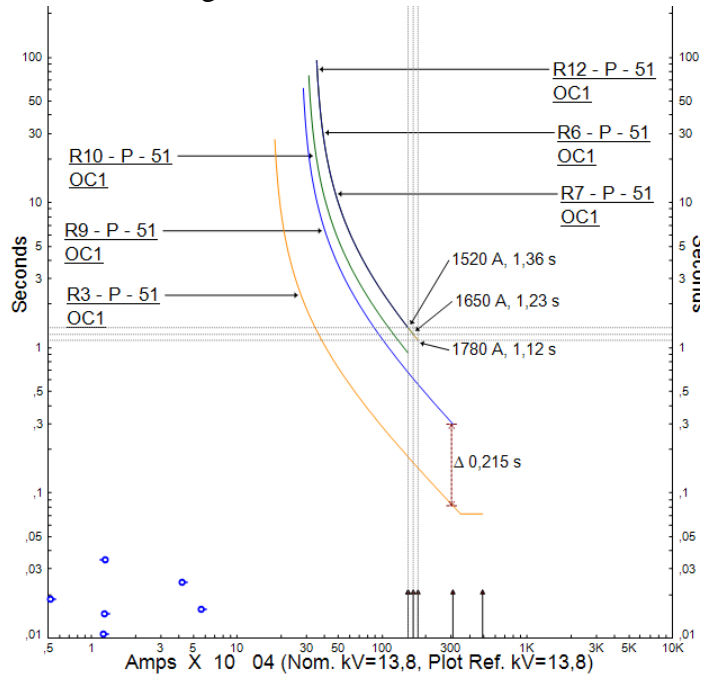


Analisando ainda o mesmo Coordenograma da Figura 17, é possível constatar que caso seja simulada uma falta na barra 03, a descoordenação persistirá, pois a GD01 por meio do relé R06 irá operar primeiro que o ajustes do relé R08 e para baixos níveis de corrente de curto-circuito, a GD02 irá operar de forma mais lenta que R08 e R11.

Foi então feita uma nova simulação para falta na barra 01, desta vez considerando curvas Muito Inversas nas GDs. Curvas Inversas são mais propícias à coordenação, por isso podem se adaptar melhor ao novo cenário. Os parâmetros das GD01, GD02 e GD03 serão iguais, já que são da mesma potência. Após a simulação, o Coordenograma com o resultado está apresentado na Figura 18. Pode-se verificar que os relés da rede R03, R09 e R10 continuam coordenados entre si e nesse caso ainda foi possível realizar seletividade com as GDs. Como não foi possível obter uma

coordenação com 200 ms, houve seletividade, mas não houve coordenação entre as GDs. Para haver correção na coordenação deste caso, um ajuste individual tem que ser feito para cada GD em cada cenário de curto-circuito, mas isso inviabiliza a coordenação sem softwares controlando parametrização em cada cenário e em tempo real.

Figura 19: Coordenograma Para Falta na Barra 01 com curvas VI



Após as simulações, a principal conclusão é que a coordenação de uma rede com múltiplas GDs conectadas precisa de um estudo muito bem elaborado por parte da concessionária. A solução mais simples é dividir a rede em zonas menores, se possível com no máximo uma GD por zona, para que possa então elaborar uma coordenação de forma tradicional.

4.7 Constatações Sobre os Resultados

Uma comparação prática que pode ser feita entre as filosofias de coordenação, é que caso a concessionária de energia queira adotar coordenação por Tempo apenas, essa condição será vantajosa até os níveis de correntes de 3869A e 4163A (Figura 13) na rede simulada. Caso ela opte por coordenação por Corrente, então a única vantagem é a operação instantânea dos relés em caso de falta. Pode-se constatar que as coordenações com Curvas Inversas podem oferecer tempos de

atuação mais rápidos para altos níveis de curtos-circuitos e tempos mais lentos para baixos níveis de corrente de falta. Este comportamento das Curvas Inversas é vantajoso quando é possível retardar o tempo de operação dos relés para correntes de baixa intensidade, por exemplo, em curtos monofásicos. Já o comportamento com coordenação por Tempo e Corrente apenas, é vantajoso quando não é tolerável nenhuma variação nos níveis de curtos-circuitos, visto que operam com tempo fixo.

Como a conexão de GDs no sistema elétrico tem sido recorrente, os tempos somados para a coordenação apenas por Tempo são altos e muitas vezes protegem a SE com mais de 1 segundo, tempo considerado alto e arriscado de se parametrizar. Para a coordenação apenas por Corrente, toda vez que novas GDs forem conectadas, um novo estudo de proteção deve ser elaborado considerando as injeções de correntes das GDs. As Curvas Inversas oferecem solução para esse problema, pois não, necessariamente, exigem alteração dos ajustes dos relés.

A utilização de Curvas Inversas se mostrou eficiente na prevenção dos problemas Falso *Tripping*, *Infeed* e *Overreach*. As Curvas Inversas demonstraram flexibilidade nos ajustes, o que favoreceu a mitigação dos problemas na rede, por outro lado, a coordenação apenas por Tempo ou Corrente, não viabiliza a correção dos problemas, pois trabalham com valores fixos.

O levantamento sobre coordenação por Corrente, levou em consideração apenas 1 GD conectada, porém, conforme já citado, as redes de distribuição estão cada vez mais recebendo conexão de novas GDs. Isso implica que os valores de curtos-circuitos variam na rede durante o período de geração de acordo com variações climáticas, como por exemplo a radiação solar. Considerando esta premissa, não é recomendada a utilização de coordenação por Corrente apenas em redes conectadas com GDs, pois os novos níveis de corrente de falta podem não sensibilizar os relés da rede da concessionária. As consequências destes comportamentos podem gerar os fenômenos de Falso *Tripping* e *Infeed*.

No caso base, ao realizar a coordenação em Ilhamentos Intencionais, as mesmas dificuldades serão constatadas caso seja elaborada coordenações apenas por Tempo, apenas por Corrente ou Curvas Inversas. O empecilho está no fato de haver inversão de fluxo de corrente quando houver o ilhamento. Contudo, considerando recursos avançados de *hardware e software*, então uma nova análise entre as filosofias de coordenações poderá ser elaborada visando obter novos resultados.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

5.1 Conclusões

Neste trabalho, foi possível verificar que a rápida e irreversível intensificação da presença de GDs nas redes, trouxe desafios para planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico. As constantes conexões de GDs comprometem e desequilibram todas as análises de proteção e coordenação que foram estudadas previamente para o sistema elétrico.

As análises dos impactos das conexões de GDs trouxeram à tona problemas como *Overreach*, *Infeed* e *Falso Tripping*. Foi possível constatar que estes fenômenos danosos aos sistemas elétricos podem ser mitigados com o uso de Curvas Inversas, visto que, por natureza, elas permitem variações de níveis de curtos-circuitos sem comprometer a coordenação já existente.

Com os resultados da simulação feita no software Etap, é possível elaborar um paralelo entre as coordenações apenas por Tempo, apenas por Corrente e com Curvas Inversas. Fica claro que as coordenações com Curvas Inversas apresentam mais vantagens. Como exemplo, as Curvas Inversas permitiram a proteção das subestações com tempos significativamente menores; evitaram fenômenos como *Infeed*, *Falso tripping* e *Overreach* e permitiram coordenação com dispositivos de proteção como chaves fusíveis.

A utilização de curvas da mesma natureza é favorável à coordenação dos relés. Este fenômeno é evidenciado ao longo das simulações quando curvas Extremamente Inversas cruzam as curvas Muito Inversas, causando descoordenação e *Overreach*. Contudo, nos estudos de coordenação utilizando apenas curvas Muito Inversas o resultado foi positivo e a coordenação não encontrou muitas dificuldades. Foi observado também que curvas Extremamente Inversas no fim da rede é favorável à coordenação devido a sua natureza íngreme e o comportamento das mesmas.

A simulação feita neste trabalho contribuiu muito para a obtenção de um dos objetivos. Por meio dela foi possível constatar que em alguns cenários, ao se conectar uma GD, não é necessário alterar os parâmetros das Curvas Inversas dos dispositivos de proteção à montante. Contudo, dependendo do trecho de rede em que a GD está inserida, pode ser necessário uma reanálise da coordenação, tendo em vista os diferentes níveis de curtos-circuitos encontrado na rede do sistema elétrico. Na contramão das Curvas Inversas, as coordenações apenas por Tempo e apenas por Corrente sempre necessitaram de alterações em todos os dispositivos de proteção da quando uma nova GD foi conectada.

As Curvas Inversas apresentaram um desempenho melhor para a coordenação da rede comparado às filosofias de coordenação apenas por Tempo e a coordenação apenas por Corrente. Esta conclusão pode ser tirada por meio de esboços gráficos ao longo do trabalho, onde as retas das coordenações apenas por Tempo ou apenas por Corrente cruzaram a curva da chave da fusível, comprometendo, assim, a coordenação e seletividade da rede.

Embora tenha sido apurado em alguns casos que para certos níveis de corrente de curto-circuito, os relés operariam mais rápido com as coordenações exclusivamente por Tempo e/ou exclusivamente por Corrente, os trechos das Curvas Inversas que operaram de forma mais lenta podem ser explorados para garantir a seletividade e simultaneamente evitar operações muito rápidas para faltas temporárias.

A aplicação da coordenação com Curvas Inversas em ilhamentos intencionais enfrentou dificuldade, não pela natureza das curvas, mas pela complexidade e diversos cenários em que uma falta pode ocorrer. Uma possível solução seria a subdivisão da rede, de forma que cada GD atendesse uma quantidade fixa de cargas. A percepção obtida após toda análise envolvendo Ilhamento Intencional, é que para uma correta coordenação e seletividade, as redes devem possuir uma infraestrutura moderna e são extremamente dependentes das tecnologias inteligentes (*Smart Grids*).

Considerando que todas as GDs ao serem conectadas na rede exigem estudos de coordenação e seletividade, este trabalho demonstrou potencial para aplicações profissionais. Engenheiros e técnicos que utilizarem Curvas Inversas em seus projetos, podem se inspirarem neste trabalho ou até mesmo contribuir com novas conclusões que eventualmente o autor deste trabalho não constatou.

5.2 Propostas de Continuidade

Tendo em vista que as questões sobre GD envolvem diversas áreas, muitos são os estudos que ainda podem ser aprofundados. A simples conexão de GD na rede pode gerar sobretensão e prejudicar os consumidores conectados na rede, nesse caso, são necessárias abordagens para mitigar esse impacto no sistema elétrica. Do ponto de vista da proteção das GDs, é importante que haja atenção quanto às perturbações de frequência gerada na rede por causa dos curtos-circuitos,

exigindo dos dispositivos de proteção alta sensibilidade e confiabilidade nos desligamentos das usinas.

As conexões de GDs na rede muitas vezes são acompanhadas de obras como recondutoramento dos cabos para uma bitola maior de forma que sejam capazes de suportar a corrente que irá circular por eles. Essas alterações podem ser alvos de um estudo específico, pois alterações de cabos influenciam diretamente nos níveis de corrente de falta e conseqüentemente podem comprometer a coordenação e seletividade do sistema elétrico.

O constante desenvolvimento tecnológico proporciona a oportunidade de estudos sobre os novos recursos envolvendo GDs. Assim como as Curvas Inversas foram frutos do desenvolvimento tecnológico recente, pode haver novas formas e técnicas que venham possivelmente apresentar novas soluções.

Embora ilhamentos intencionais com GDs não sejam muito aproveitados no Brasil, este cenário pode ser explorado no futuro, abrindo portas para estudos técnicos e utilização de Curvas Inversas para a devida coordenação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELBASET, A. M. A. et al. **Recloser-fuse settings in distribution systems with optimizing multiple distributed generation considering technical aspects**; Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science, Vol. 17, No. 3, Março de 2020, pp. 1135~1149.

NERIS, Alessandra; **Você conhece as diferenças entre minigeração e microgeração distribuída?**. SOLAR, Aldo. Disponível em <https://www.aldo.com.br/blog/voce-conhece-as-diferencas-entre-mini-geracao-e-microgeracao-distribuida/> . Acesso em: 15 de novembro de 2022.

ANE; C. M. de O; **Estudos de Proteção e Seletividade sob a perspectiva de Minigeração Fotovoltaica**; 2019; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal de Minas Gerais.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>

BARBOSA, G. G; **Recursos Naturais Renováveis e Produção de Energia**. Disponível na Biblioteca de periódicos da UFPE em: <https://periodicos.ufpe.br/revistas/politicohoje/article/viewFile/3760/3064> Acesso em: 15 nov. 2022.

BISCARO, A. do A. P; **Introdução Aos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica**; Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica; 2019. cap.01, p.01-11

COMPANHIA ELÉTRICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, 2022. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/mini-e-microgeracao-distribuida/>

COSTER, Edward; MYRZIK, Johanna; KLING, Wil. **Effect of DG on Distribution Grid Protection**, Distributed Generation, D N Gaonkar (Ed.), 2010, ISBN: 978-953-307-046-9, InTech; Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/effect-of-dg-on-distribution-grid-protection>

DINCER, I. **Renewable Energy And Sustainable Development: A Crucial Review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, pg 157-175; Junho 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGICA - EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>

EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGICA - EPE, 2022. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>

FILHO, W. P. B; AZEVEDO, A. C. S; **Geração Distribuída: Vantagens E Desvantagens**. In: II SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZONIA, Universidade do Estado do Pará, 2012. Disponível em:

<https://docplayer.com.br/8598430-Geracao-distribuida-vantagens-e-desvantagens.html> Acesso em: 15 de novembro de 2022.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS, 2022. Disponível em:
<https://www.furnas.com.br/energialimpa/?culture=pt>

GARCIA, D. A. A.; DUZZI, F. E; **Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica**; Capítulo II; pg.52-63; Disponível em https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed74_fasc_distribuicao_cap2.pdf . Acesso em: 15 de novembro de 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE, 2022. Disponível em:
http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA RENOVÁVEL, 2021. Disponível em:
<https://www.irena.org/>

KAUR, G. et al. **A critical review of Microgrid adaptive protection techniques with distributed generation**. Renewable Energy Focus. Volume 39, Dezembro de 2021, pg. 99-109

LACKOVIC, V; **Overcurrent Protection Fundamentals**. Disponível na Biblioteca de periódicos engineering.com em:
<https://www.cedengineering.com/userfiles/Overcurrent%20Protection%20Fundamentals-R1.pdf>
Acesso em: 15 nov. 2022.

LEÃO, R.; **Distribuição de Energia Elétrica**; Disponível na Biblioteca Departamento De Engenharia Elétrica – UFC em:
https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf

LEITE, L. H. M.; MAFRA, J.; TEIXEIRA, L. G.; ALESSI, P. M; **Uma Revisão Completa da Normatização Nacional e Internacional para a Conexão de Geração Distribuída Fotovoltaica à Rede de Energia**; In: XXV Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica; Disponível em:
<http://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/trabalhos/GDI/3926.php> Acesso em: 15 de novembro de 2022

LIMA, R. Lucio; **Metodologias para Determinar a Viabilidade Técnica do Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**; 2018; Dissertação para a obtenção do Título de Doutor; Escola de Engenharia de São Carlos.

MARDEGAN, C.; **A Seletividade**; O Setor Elétrico; Capítulo XVIII; pg.30-43; Disponível em
https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2011/06/Ed64_fasc_seletividade_cap17.pdf . Acesso em: 30 de novembro de 2022.

MATOS, S.P.S. et al. **Protection Philosophy For Distribution Grids With High Penetration Of Distributed Generation**; Electric Power Systems Research; Volume 196, July 2021, 107203

NASCIMENTO, A. F. L. et al; **Metodologias de proteção contra ilhamento de geradores distribuídos em redes modernas de distribuição – Aplicação utilizando rede neural artificial**. Brazilian Journal of Development, Curitiba, 2021, v.7, n.5, p. 49024-49042, ISSN: 2525-8761.

CEMIG. **Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão**; Belo Horizonte, Minas Gerais [2022].

Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/ND.5.31.pdf>

CEMIG. **Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig**; Belo Horizonte, Minas Gerais [2022]. Disponível em:

<https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/ND.4.15.pdf>

SANTOS, L. S. S.; Araújo, R. B. **A Revolução Industrial**. Disponível na Biblioteca da UFS por https://cesad.ufs.br/ORBI/public/uploadCatalogo/10264518102016Historia_economica_geral_e_do_brasil_Aula_03.pdf Acesso em: 15 de novembro de 2022.

PAIVA, S. de Cavalcante. **Proteção em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída Utilizando a Transformada Wavelet**. 2015; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

PEIRIS, W. L. T. et al; **An Adaptive Protection Scheme for Small Scale Microgrids Based on Fault Current Level**, 2018 2nd International Conference On Electrical Engineering (EECon); 22 November 2018; DOI: 10.1109/EECon.2018.8540992

PEREIRA, Carlos Augusto Arentz. **A Ascensão Do Combustível Fóssil: Aspectos Tecnológicos, Sociais, Econômicos E Ambientais Da Substituição Da Lenha Pelo Carvão Mineral**. Revista Internacional de Ciências, 9(2):127-132. Agosto 2019.

PINHEIRO, D. A.; **Cálculo de Correntes de Curto-Circuito e Ajuste Dos Relés De Proteção Em Microrredes**; 2018; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal De Minas Gerais.

Regras e Procedimentos de Distribuição - Prodist, 2022. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>

BRASIL. Resolução Normativa Aneel N° 1.000, DE 7 DE Dezembro DE 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica: Edição: 238 | Seção: 1 | Página: 206.

RODRIGUES, I; CONTI, A; **Desafios na Proteção de Microrredes**; In: VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos; Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/305201115_Desafios_na_Protecao_de_Microrredes

Acesso em: 15 de novembro de 2022.

SA'ED, J. A. at al. **An investigation of protection devices coordination effects on distributed generators capacity in radial distribution systems**; International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP); 11-13 June 2013. DOI: 10.1109/ICCEP.2013.6586928

SCHULZE, P. H **Projeto de Proteção Contra Sobrecorrente Auxiliado Pelo Programa De Análise De Curto-Circuito Anafas: Um Auxílio No Estudo De Caso Em Uma Subestação Abrigada De 13,8 Kv E 1.500 Kva**; Dissertação Para A Obtenção Do Título De Graduação. Instituto Federal De Educação, Ciência E Tecnológica De Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

SCHNEIDER. **Overcurrent Protection for Phase and Earthfaults**. Disponível em https://www.se.com/ww/en/tools/npag-online-re14y/pdf/C1-Overcurrent_Protection_for_Phase_and_Earthfaults.pdf . Acesso em: 15 de novembro de 2022.

SIEMENS. **Energia Distribuída: Vantagens e Desvantagens**. Disponível em <https://www.siemens.com/br/pt/empresa/stories/energia/vantagens-desvantagens-sistema-descentralizado.html> . Acesso em: 15 de novembro de 2022.

VALENZUELA, A. at al. **Automatic Overcurrent Protection Coordination after Distribution Network Reconfiguration Based on Peer-To-Peer Communication**. Energies 2021. 14(11), 3253; doi.org/10.3390/en14113253

VOIMA, S. at al; **Adaptive protection scheme for smart grids**. 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014); 31 July 2014; DOI: 10.1049/cp.2014.0139

XAVIER, B. V.; ROMANO, R; **Implementação De Um Relé De Sobrecorrente Temporizado Utilizando A Linguagem “Models” Do Alternative Transients Program**; Dissertação Para A Obtenção Do Título De Graduação. Universidade Federal Do Paraná, Curitiba, 2013.

MENDONÇA, P. Lucas; **Proposta De Sistema De Automação Para Ilhamento Intencional De Redes De Distribuição Com Geração Distribuída**; 2014; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SAMPAIO, C. F.; **Sistema De Proteção Adaptativa Aplicado A Redes De Distribuição E Microrredes Em Média Tensão**; 2019; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal do Ceará.

COTOSCK, K. R.; **Proteção De Sistemas Elétricos: Uma Abordagem Técnico-Pedagógica**; 2007; Dissertação para a obtenção do Título de Mestre; Universidade Federal De Minas Gerais.

SIMABUKULO, L. A. N; CORREA, L. F. da S; SANTOS, M. M. O. dos S. e MARTINS, M. **Energia, Industrialização e Modernidade – história social**. Projeto Eletromemória, USP, Julho de 2017.