

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA – CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WALDERY PEREIRA DE SOUZA JUNIOR

**PROTEÇÃO ADAPTATIVA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA UTILIZANDO RELÉS DIGITAIS E CONTROLADORES LÓGICOS
PROGRAMÁVEIS**

Ilha Solteira

2020

WALDERY PEREIRA DE SOUZA JUNIOR

**PROTEÇÃO ADAPTATIVA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA UTILIZANDO RELÉS DIGITAIS E CONTROLADORES LÓGICOS
PROGRAMÁVEIS**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia do Campus de Ilha Solteira –
UNESP para obtenção do título de mestre
em Engenharia Elétrica

Prof. Dr. Fábio Bertequini Leão
Orientador

Ilha Solteira

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S729p Souza Junior, Waldery Pereira de.
Proteção adaptativa em redes de distribuição de energia elétrica utilizando relés digitais e controladores lógicos programáveis / Waldery Pereira de Souza Junior. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2020
88 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2020

Orientador: Fábio Bertequini Leão
Inclui bibliografia

1. Proteção adaptativa. 2. Geração distribuída. 3. Relés de proteção digitais.
4. Controlador lógico programável.


Raiane da Silva Santos



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Proteção adaptativa em redes de distribuição de energia elétrica utilizando relés digitais e controladores lógicos programáveis

AUTOR: WALDERY PEREIRA DE SOUZA JÚNIOR

ORIENTADOR: FABIO BERTEQUINI LEÃO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JEAN MARCOS DE SOUZA RIBEIRO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 05 de agosto de 2020

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero agradecer a Deus, por ter me guiado até aqui após alguns anos longe da área acadêmica.

Agradeço aos meus pais, Waldery Pereira de Souza (*in memoriam*) e Julia Dalva Garcia, por terem me dado uma boa educação desde a minha infância, e principalmente a minha mãe, que me acompanhou em todos os momentos na minha graduação, nos melhores e piores momentos.

Agradeço também a minha esposa, Elisângela Aparecida Karling Souza e meus filhos Julia Karling Souza e Matheus Karling Souza, por me apoiarem e serem compreensivos nesta jornada.

Agradeço ao amigo Marcelo de Luca Chamelete, por me ajudar e passar os seus conhecimentos na área de automação, me ensinando a utilizar o controlador lógico programável, utilizado neste trabalho.

Aos amigos do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), em especial Henrique Molina Barradas e Tailan Romahn Garcia, por me auxiliarem nas simulações com o *software* utilizado neste trabalho.

Ao amigo Thales Araújo Guimarães por me auxiliar na montagem das bancadas de testes dos estudos especiais, apresentados neste mestrado.

Por fim, agradeço aos professores doutores Fábio Bertequini Leão e Jean Marcos de Souza Ribeiro, o primeiro por me orientar neste trabalho, e o segundo por me encorajar por diversas vezes a continuar os estudos após 13 anos.

RESUMO

Com a crescente utilização de fontes de energia renováveis nos últimos anos por parte do consumidor, são necessárias as análises do sistema de energia elétrica para avaliar os impactos da conexão destes geradores. Sabe-se de um modo geral que a conexão de geradores distribuídos (GDs) causa alteração nas correntes de curto-circuito e principalmente nas correntes de carga fornecidas pelas subestações (SEs), causando desligamentos indevidos, descoordenação de dispositivos, sub alcance da proteção de sobrecorrente temporizada, entre outros. Este trabalho propõe a implementação de proteção adaptativa em relés digitais comerciais, considerando a inserção de GDs (fotovoltaica) em redes de distribuição de energia elétrica utilizando um controlador lógico programável (CLP) para controlar os valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada de fase (51) dos relés, conforme a inserção de GDs no sistema. A implementação foi realizada utilizando dois relés de proteção GE Multilin Modelos UR F35 – Proteção de Alimentadores e um CLP GE IP. A ideia apresentada no trabalho consiste em propor uma solução para que o sistema de proteção mantenha a coordenação e seletividade, utilizando condições e cálculos que alterem automaticamente o *pickup* da função 51 sempre que houver a inserção de GDs e de acordo com o percentual de variação da corrente de carga fornecida. Utilizou-se o sistema de 13 barras do IEEE, com um perfil de carga real, sendo simulada a inserção de GD de 0% a 100% através do *software* DIgSILENT®, largamente empregado pelas concessionárias de energia elétrica, garantindo a confiabilidade para os resultados obtidos. Para validar as simulações, utilizou-se uma caixa de testes hexafásica PONOVO, injetando as correntes nos relés conforme as simulações previamente realizadas pelo *software* DIgSILENT®. Os resultados mostram a eficiência e robustez da proteção adaptativa proposta visto que a metodologia foi capaz de manter a coordenação e a seletividade do sistema de proteção mesmo com a inserção de GD.

Palavras chaves: Proteção adaptativa. Geração distribuída. Relés de proteção digitais. Controlador lógico programável.

ABSTRACT

With increasing use of renewable energy sources in recent years by consumers, electricity solutions are needed to assess the impacts of their generating capacity. It is generally known that it is a connection of distributed generators (DGs) cause the influence of short-circuit currents and especially in the bidding chains of the substations, turning off the undue, uncoordinated devices, sub time-overcurrent protection, among others. This work is an implementation of adaptive protection in digital relays considering the implementation of electricity distribution networks using a programmable logic controller (PLC) to control the function values of the phase time-overcurrent function (51) of the Relays as an insertion of DGs (photovoltaic) into the system. Implementation was accomplished using two GE Multilin Protection Relays Models UR F35 - Feeder Protection and a GE IP PLC. The idea presented in this paper is to propose a solution for the protection system to maintain coordination and selectivity using conditions and calculations that automatically change the *pickup* of the function 51 whenever there is the insertion of GDs and according to the percentage of variation of the current load. The IEEE 13 busbar system was used with a real load profile, being simulated the insertion of DG from 0% to 100% through the software DIgSILENT®, widely used by electric utilities to guarantee the reliability of the results obtained. To validate the simulations, a PONOVO hexaphase test box was used, injecting the currents into the relays according to the simulations previously performed by the DIgSILENT® software. The results show the efficiency and robustness of the proposed adaptive protection since the methodology was able to maintain the coordination and selectivity of the protection system even with the insertion of DG.

Keywords: Adaptive protection. Distributed generation. Digital protection relays. Programmable logical controller.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Dados da micro e minigeração distribuída no Brasil	12
Figura 2 - Comparação do alcance do relé antes e depois da GD.....	16
Figura 3 - Esquema de proteção adaptativa.....	18
Figura 4 - Algoritmo da Proteção Adaptativa de Sobrecorrente.	20
Figura 5 - Fluxograma do algoritmo proposto por Nascimento (2014)	21
Figura 6 - Relé de proteção digital GE Multilin UR	23
Figura 7 - Controlador Lógico Programável GE IP Rx3i.....	26
Figura 8 - Curvas IEC-B.	31
Figura 9 Sistema de 13 Barras do IEEE.....	32
Figura 10 - Esquema de Ligação dos componentes do sistema de proteção adaptativa	33
Figura 11 – Arquitetura do sistema de proteção adaptativa	34
Figura 12 - Sistema 13 Barras IEEE simulado no software DlgSILENT®	35
Figura 13 - Fluxograma da Proteção Adaptativa.	36
Figura 14 - Parametrização da Entrada Virtual para Habilitar a Proteção Adaptativa.	36
Figura 15 - Bancada de Testes.	38
Figura 16 - Relé de Proteção GE Multilin UR-F35-1 (Barra 632).	39
Figura 17 - Relé de Proteção GE Multilin UR-F35-2 (Barra 671).	39
Figura 18 - CLP GE IP Rx3i e Switch GE ML600.....	40
Figura 19 - Caixa de Testes Hexafásica PONOVO.....	40
Figura 20 - Sistema Supervisório Enervista Viewpoint Monitoring.	41
Figura 21 - <i>Software</i> da Caixa de Testes Power Test.	41
Figura 22- Curva IEC - B com Multiplicador = 1.	44
Figura 23 - Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51) para o relé da barra 632.	44
Figura 24 - Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51) para o relé da barra 671.	45
Figura 25 - Ajustes Função Sobrecorrente Instantânea de Fase (50) para o relé da barra 632.....	46
Figura 26 - Ajustes Função Sobrecorrente Instantânea de Fase (50) para o relé da barra 671.....	47

Figura 27 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2)	47
Figura 28 - Variação das correntes na barra 632 conforme inserção de GDs.....	50
Figura 29 - Variação das correntes na barra 671 conforme inserção de GDs.....	50
Figura 30 - Simulação sem injeção de correntes.	54
Figura 31 - Correntes maiores que 540 A (Barra 632) e 437 A (Barras 671).	55
Figura 32 - Corrente da fase A maior.	56
Figura 33 - Corrente da fase B maior.	57
Figura 34 - Corrente da fase C maior.....	58
Figura 35 - GD com 0% de inserção.	59
Figura 36 - Precisão da leitura das correntes no Relé GE Multilin UR F35.....	59
Figura 37 - GD com 10% de inserção.	60
Figura 38 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 10% de GD.	61
Figura 39 - GD com 20% de inserção.	62
Figura 40 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 20% de GD.	63
Figura 41 - GD com 30% de inserção.	64
Figura 42 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 30% de GD.	65
Figura 43 - GD com 40% de inserção.	66
Figura 44 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 40% de GD.	67
Figura 45 - GD com 50% de inserção.	68
Figura 46 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 50% de GD.	69
Figura 47 - GD com 60% de inserção.	70
Figura 48 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 60% de GD.	71
Figura 49 - GD com 70% de inserção.	72
Figura 50 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 70% de GD.	73
Figura 51 - GD com 70% de inserção com a proteção adaptativa desabilitada.	74
Figura 52 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com a proteção adaptativa desabilitada com 70% de GD.	75

Figura 53 - GD com 80% de inserção.	76
Figura 54 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 80% de GD.	77
Figura 55 - GD com 90% de inserção.	78
Figura 56 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 90% de GD.	79
Figura 57 - GD com 100% de inserção.	80
Figura 58 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 100% de GD.....	81
Figura 59 - GD com 100% de inserção com a proteção adaptativa desabilitada.	82
Figura 60 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com a proteção adaptativa desabilitada com 100% de GD.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de Curvas de Sobrecorrente.....	28
Tabela 2 - Constantes para as Curvas IEEE.....	28
Tabela 3 – Constantes para as Curvas ANSI.....	29
Tabela 4 - Constantes para as Curvas IEC.....	29
Tabela 5 - Constantes para as Curvas IAC.....	30
Tabela 6 - Correntes de Curto-Circuito bifásicas do Sistema sem GD na localização dos relés de proteção.....	46
Tabela 7 – GDs simuladas no sistema.....	48
Tabela 8 – Cargas nominais simuladas no sistema.....	48
Tabela 9 - Resultado do fluxo de carga com inserção de GD.....	49
Tabela 10 - Valores das correntes de curto-circuito monofásico em amperes (A) conforme inserção de GD.....	51
Tabela 11 - Valores das correntes de curto-circuito bifásico em amperes (A) conforme inserção de GD.....	51
Tabela 12 - Valores das correntes de curto-circuito trifásico em amperes (A) conforme inserção de GD.....	52
Tabela 13 - Valores de pickups (X CT) calculados conforme valores das correntes (A).	53
Tabela 14 - Valores de correntes (A) secundárias utilizando a caixa de testes hexafásica.....	53
Tabela 15: Tempo de atuação dos relés com e sem a proteção adaptativa habilitada.	84

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Motivação	13
1.2	Objetivos	13
1.3	Organização da dissertação	14
1.4	Trabalho publicado em congresso	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
3	RELÉS DE PROTEÇÃO DIGITAIS, CLPS E FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	23
3.1	Relés de Proteção Digitais.....	23
3.2	Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)	25
3.3	Funções de proteção para alimentadores	27
4	PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	32
5	RESULTADOS	42
5.1	Dimensionamento dos Transformadores de Corrente (TCs).....	42
5.2	Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51).....	42
5.3	Ajustes da Função de Sobrecorrente Instantânea de Fase (50).....	45
5.4	Simulações.....	48
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	85
7	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

Todo sistema elétrico de potência possui um sistema de proteção capaz de promover o desligamento de partes do sistema, de modo a limitar os danos provocados pelas faltas, bem como proteger pessoas e equipamentos. Um sistema de proteção deve ser capaz de detectar condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciar uma ação de desconexão da porção defeituosa tão rapidamente quanto possível. A atuação de um sistema de proteção deve ser automática, rápida e de modo a restringir ao mínimo a porção do sistema a ser desligada, ao retirar de operação a parte afetada pela falta. A rapidez de resposta é um elemento essencial em um sistema de proteção; tempos da ordem de alguns poucos milissegundos são normalmente requeridos.

Em geral, a proteção não evita danos aos equipamentos, ela opera após a ocorrência de algum tipo de distúrbio que já pode ter provocado algum dano. As suas funções, portanto, são: limitar os danos, minimizar o perigo às pessoas, reduzir o estresse em outros equipamentos e, acima de tudo, manter a integridade e estabilidade do restante do sistema elétrico, facilitando o seu restabelecimento (SATO, 2005). O sistema de proteção de uma rede elétrica é ajustado a partir do estudo de curto-circuito e fluxo de carga em regime permanente.

A proteção de sistemas elétricos é uma das áreas mais complexas no âmbito dos sistemas elétricos de potência (SEP) (JUNIOR *et al.*, 2012). Caso haja GDs conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), aumenta-se o grau de complexidade devido ao fluxo de potência bidirecional e, desta forma, há maior necessidade do sistema elétrico ter comportamento dinâmico para se tornar mais eficiente e confiável. Dentre as soluções, a proteção adaptativa vem tornando-se cada vez mais utilizada e necessária, assim, testada não somente nos sistemas de distribuição, mas também em sistemas de geração e transmissão, sendo que os relés de proteções digitais microprocessados ganham cada vez mais recursos, permitindo uma proteção mais dinâmica e flexível (BRAHMA; GIRGIS, 2004).

Assim, podem-se utilizar diversas maneiras para estabelecer uma melhor configuração dos ajustes de proteção, deixando estes, o mais adequado possível de acordo com a inserção de GD no sistema de distribuição. Uma destas maneiras é a utilização de um CLP para controlar valores de *pickup* de determinada função de proteção.

Com a crescente utilização da GD no sistema, a utilização da proteção adaptativa será gradativamente necessária para a confiabilidade e flexibilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de terem um tempo de resposta mais rápido para tomadas de decisão, podendo ser utilizadas as informações via protocolos de comunicação tais como: IEC61850, Goraj (2010); Modbus RTU/TCP, DNP 3.0, Mohagheghi *et al.* (2009); entre outras, sendo estas redes construídas através de fibras óticas ou cabos especiais.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2020 (EPE, 2020), emitido pela Empresa de Pesquisa Energética, é mostrado na Figura 1 que o crescimento da micro e minigeração distribuída de 2015 para 2019 foi de mais de 6000%, se destacando a energia solar fotovoltaica com aproximadamente 75% do total desta micro e minigeração distribuída, deixando assim a necessidade de estudos de proteção adaptativa em redes de distribuição de energia elétrica.

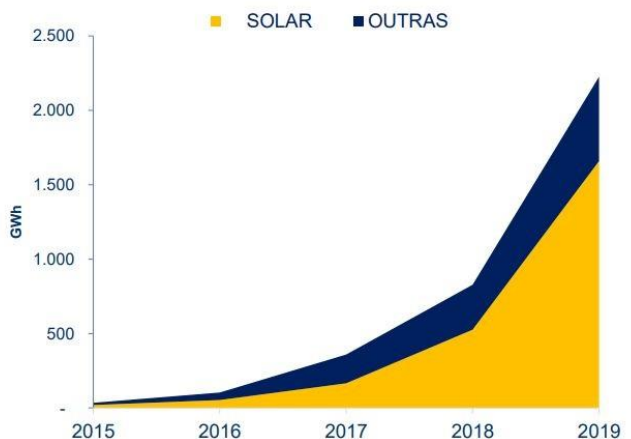
Figura 1 - Dados da micro e minigeração distribuída no Brasil

BEN 2020 | Micro e Minigeração Distribuídas

Geração total em GWh:

2015	2016	2017	2018	2019
35	104	359	828	2.226

Destaque para a fonte solar fotovoltaica, com **1.659 GWh** e **1.992 MW** de geração e potência instalada respectivamente.



Fonte: (EPE, 2020)

No Brasil, de acordo com a resolução da ANEEL 482/2012 (BRASIL, 2012) foram adotados dois tipos de unidades de GD conforme suas dimensões: microgeração distribuída que possui uma potência instalada menor ou igual a 75 kW e a minigeração distribuída que possui uma potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Neste trabalho é proposta a implementação de proteção adaptativa em redes de distribuição de energia elétrica considerando a inserção de geração distribuída (fotovoltaica). A proteção adaptativa é baseada na alteração e ajuste dos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada de fase (51). Os cálculos dos novos ajustes são realizados empregando um CLP que também é responsável por enviar os novos ajustes para os respectivos relés de proteção conforme a alteração das correntes do sistema.

1.1 Motivação

De acordo com estudos e balanços energéticos que mostram que o crescimento de micro e minigeração distribuída no Brasil vem aumentando de forma exponencial nos últimos 5 anos, esperasse que esta inserção de GD no sistema de distribuição de energia elétrica possa alterar a corrente de carga vista pelo relé na SE, reduzindo o alcance da proteção, além de causar inversão do fluxo de potência em determinados pontos da rede. Desta forma constitui-se uma importante motivação a ideia de um sistema de proteção mais flexível e dinâmico, propondo neste trabalho um sistema de proteção adaptativo baseado na alteração/adaptação do valor de *pickup* de acordo com a corrente de carga vista pelo relé. O sistema proposto não necessita de informações de estado de disjuntores ou da conexão de GD no sistema, garantindo que o sistema de proteção é mantido coordenado e seletivo, tornando-se uma solução prática, simples e eficaz.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é propor um algoritmo para o sistema de proteção adaptativa para redes de distribuição de energia elétrica, deixando o sistema de proteção o mais flexível possível, garantindo a coordenação entre os relés com a variação da corrente de carga do sistema.

1.3 Organização da dissertação

Este trabalho está organizado da seguinte forma: No Capítulo 2 é abordada uma revisão bibliográfica referente aos trabalhos de proteção adaptativa. No Capítulo 3 aborda-se uma revisão sobre os equipamentos utilizados no trabalho e as funções de proteção utilizadas. No Capítulo 4 aborda-se a implementação da proteção adaptativa utilizando os relés de proteção de alimentadores GE Multilin controlados pelo CLP. No Capítulo 5 aborda-se os ajustes de proteção adotados para o sistema proposto e os resultados obtidos e o Capítulo 6 a conclusão da dissertação e trabalhos futuros.

1.4 Trabalho publicado em congresso

Durante o desenvolvimento desta dissertação o autor teve o seguinte artigo aceito para publicação:

SOUZA JR, W.P., BARRADAS, H. M. & LEÃO, F. B., “**Proteção adaptativa em redes de distribuição de energia elétrica utilizando relés digitais e controladores lógicos programáveis,**” VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Santo André/SP, 2020.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A GD, de acordo com seu tamanho e quantidade inserida no sistema de distribuição, pode causar diversos impactos, tendo-se como os principais: aumento imprevisto dos níveis de curto-circuito, perdas de coordenação e seletividade do sistema de proteção e redução do alcance da função de sobrecorrente temporizada (BRAHMA; GIRGIS, 2004).

A presença de GD na rede de distribuição pode afetar o desempenho da proteção de sobrecorrente de forma negativa. Quando ocorre uma falta no sistema de distribuição, espera-se que os dispositivos de proteção localizados à montante do ponto da falta sejam sensibilizados pela corrente de curto-circuito e o dispositivo mais próximo do local da falta atue em tempo adequado para proteger os componentes do sistema e garantir a coordenação e seletividade.

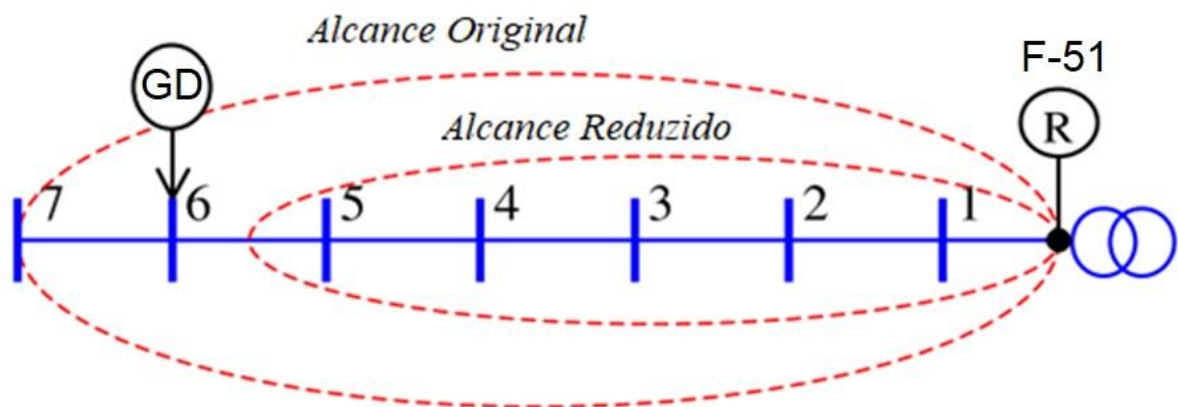
Na presença de GD, a magnitude da corrente de falta medida pelos dispositivos de proteção pode ser diferente para cada dispositivo. Dependendo da localização da GD, a magnitude da corrente pode ser diminuída ou aumentada. No caso de um aumento da corrente o dispositivo de proteção pode ser sensibilizado e atuar em um tempo reduzido prejudicando a coordenação e seletividade. Por outro lado, no caso da diminuição da corrente, pode ocorrer a redução do alcance da proteção de sobrecorrente, principalmente da subestação.

Os relés de sobrecorrente são parametrizados para protegerem a rede considerando determinado alcance da proteção que é chamado de alcance do relé. Esse alcance é estabelecido durante o projeto da proteção e é baseado no cálculo das correntes de curto-circuito do sistema no ponto em que se deseja o alcance. A partir desses dados, o relé é parametrizado pela corrente de atuação ou *pickup* de modo que possa ser sensibilizado para faltas à montante do ponto definido pelo alcance máximo. A presença de GD causa a redução da corrente na rede à montante do ponto na qual a GD está inserida no sistema.

A redução da corrente tende a ser maior na subestação visto que neste ponto são considerados os efeitos da injeção de corrente de todas as GDs do sistema. Conforme mostrado na Figura 2, antes da presença de GD, o alcance do relé é o alcance original. Após a presença da GD, o alcance do relé é menor que o alcance original.

De fato, a redução do alcance ocorre devido a corrente medida pelo relé na subestação ser menor para a mesma falta (tipo e ponto na rede) com a inserção da GD e, assim, o efeito na proteção de sobrecorrente é aumentar o tempo de atuação que é como se o ponto de falta fosse mais distante em relação a subestação (equivalente ao aumento da impedância de Thévenin). A redução do alcance do relé na presença de GD depende do percentual de injeção de GD, sua distância da subestação e da resistência de falta (BARAN; EL-MARKABI, 2004).

Figura 2 - Comparação do alcance do relé antes e depois da GD.



Fonte: Adaptado (BARAN; EL-MARKABI, 2004)

De acordo com Baran e El-Markabi (2004), verificou-se nas simulações um sub alcance na proteção 51 quando inserida a GD no sistema, sendo necessária uma redução do valor da corrente de *pickup* para que o sistema opere de forma segura e confiável, utilizando assim uma proteção adaptativa.

Em meados da década de 60, bem antes dos relés microprocessados estarem presentes no mercado (presença essa ocorrida na década de 90), já havia a ideia de modificar os ajustes das proteções em sistemas de transmissão de acordo com as condições do sistema. Na década de 80 houve diversas pesquisas relacionadas à proteção adaptativa, sendo encontrados problemas devido às limitações computacionais na época, conforme (JAMPALA; VENKATA; DAMBORG, 1989).

Vários estudos hoje já são apresentados aplicando proteção adaptativa, conforme Junior et al. (2012), sendo utilizado a proteção adaptativa para a sobrecorrente instantânea, simulando diversos casos no programa ATP (*Alternative*

Transients Program), otimizando as formulações matemáticas para o ajuste da unidade de sobrecorrente instantânea (50) de acordo com a condição do sistema e mantendo a coordenação entre os dispositivos da rede.

Brahma e Girgis (2004), concluem que o aumento da inserção de GD será significativo nos sistemas de distribuição no futuro, e que com uma alta penetração da GD, a coordenação entre fusíveis e religadores no sistema de distribuição pode ser perdida. Em seu trabalho, mostra-se um esquema adaptativo que oferece uma solução prática para resolver o problema independentemente da dimensão, número e localização da GD no sistema de distribuição. Utilizou-se um algoritmo que verifica as medições das correntes, o tipo e localização da falta, entre outros parâmetros, para assim não perder a coordenação e seletividade do sistema.

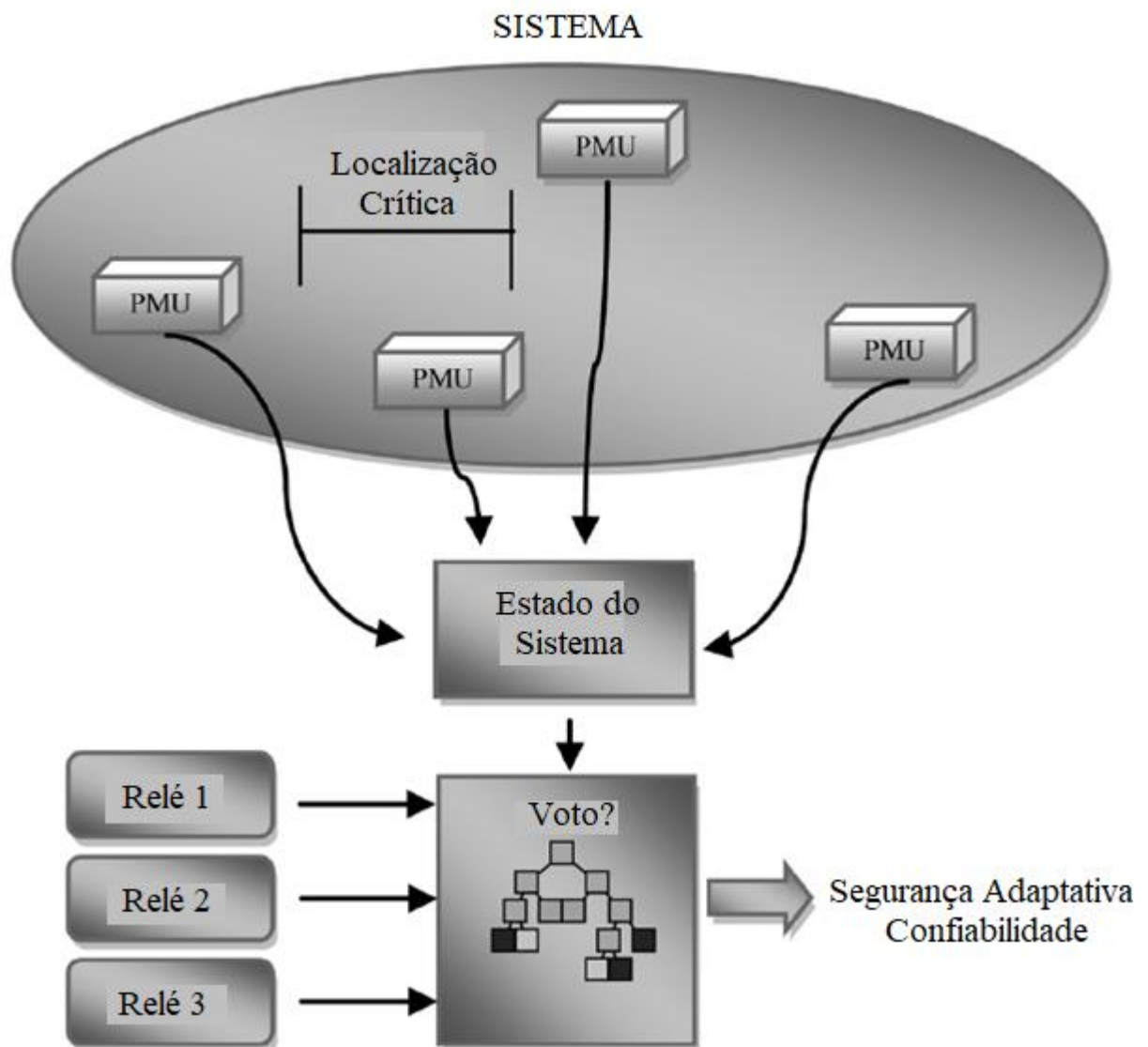
No trabalho de Silveira *et al.* (2010), é demonstrado um sistema com seleção automática dos grupos de ajustes, sendo implementado um esquema de acordo com os *status* dos disjuntores dos transformadores, dando uma maior flexibilidade para a graduação do sistema de proteção e reduzindo as atuações indevidas das proteções decorrentes de erros na seleção manual dos grupos de ajustes.

De acordo com Bernabeu *et al.* (2012), diversos problemas como falta de energia e perda de coordenação e seletividade mostram a importância desempenhada pelos relés de proteção em um sistema de energia confiável. Argumenta-se que fazer uma escolha pela proteção adaptativa é um passo fundamental em direção a uma rede elétrica confiável. O objetivo de Bernabeu *et al.* (2012), é apresentar uma metodologia para implementar um esquema de proteção adaptativo de segurança / confiabilidade. A metodologia empregada visa reduzir a probabilidade de manifestação de falhas ocultas e potenciais eventos em cascata, ajustando o equilíbrio de segurança / confiabilidade dos sistemas de proteção. A metodologia proposta baseia-se em medições, de uma área ampla, obtidas com o auxílio de unidades de medição fasorial (PMU-Phasor Measurement Unit). Um algoritmo de mineração de dados (árvores de decisão), é usado para classificar o estado do sistema de energia e prever o viés ideal de segurança / confiabilidade de um esquema de proteção crítico.

Uma visão geral conceitual do esquema de proteção adaptativa proposto em Bernabeu *et al.* (2012), é mostrado na Figura 3. O esquema de votação consiste em um conjunto de três relés independentes e redundantes. Medições em uma ampla área são obtidas com o auxílio de PMUs. A hipótese pressuposta é que as medições

fasoriais nos barramentos estratégicos fornecem informações suficientes para discriminar a necessidade de um viés em direção à segurança. Essas medições são usadas para inferir o estado do sistema de potência, que é então classificado como “estressado” ou “seguro”. Se o sistema for considerado estressado, o curso adequado de ação é habilitar o esquema de votação e, portanto, influenciar o sistema de proteção para a segurança. Por outro lado, se o sistema for considerado seguro, o esquema de votação será desativado e somente um relé executará a função de proteção.

Figura 3 - Esquema de proteção adaptativa.



Fonte: (BERNABEU *et al.*, 2012)

No trabalho de Silva (2014), foi implementado um sistema de proteção adaptativa para manter a coordenação e seletividade, sendo que através do programa Matlab verifica-se a corrente medida no relé, status de disjuntores, inserção de GDs e ajustes dos relés de proteção. O sistema de proteção adaptativa é habilitado quando a topologia do sistema de energia elétrica é alterada ou há mudança nos valores de corrente medida no relé, assim o sistema de proteção adaptativa faz os devidos cálculos para as proteções de sobrecorrentes temporizada (51) e instantânea (50) e envia os novos ajustes ao relé. O sistema de proteção adaptativa proposto faz a mudança de grupo de ajustes ou envia novos ajustes ao relé, sendo utilizada a comunicação via Telnet entre o sistema e o relé de proteção. De acordo com Silva (2014), todos os testes realizados garantiram a coordenação e seletividade entre todos os relés.

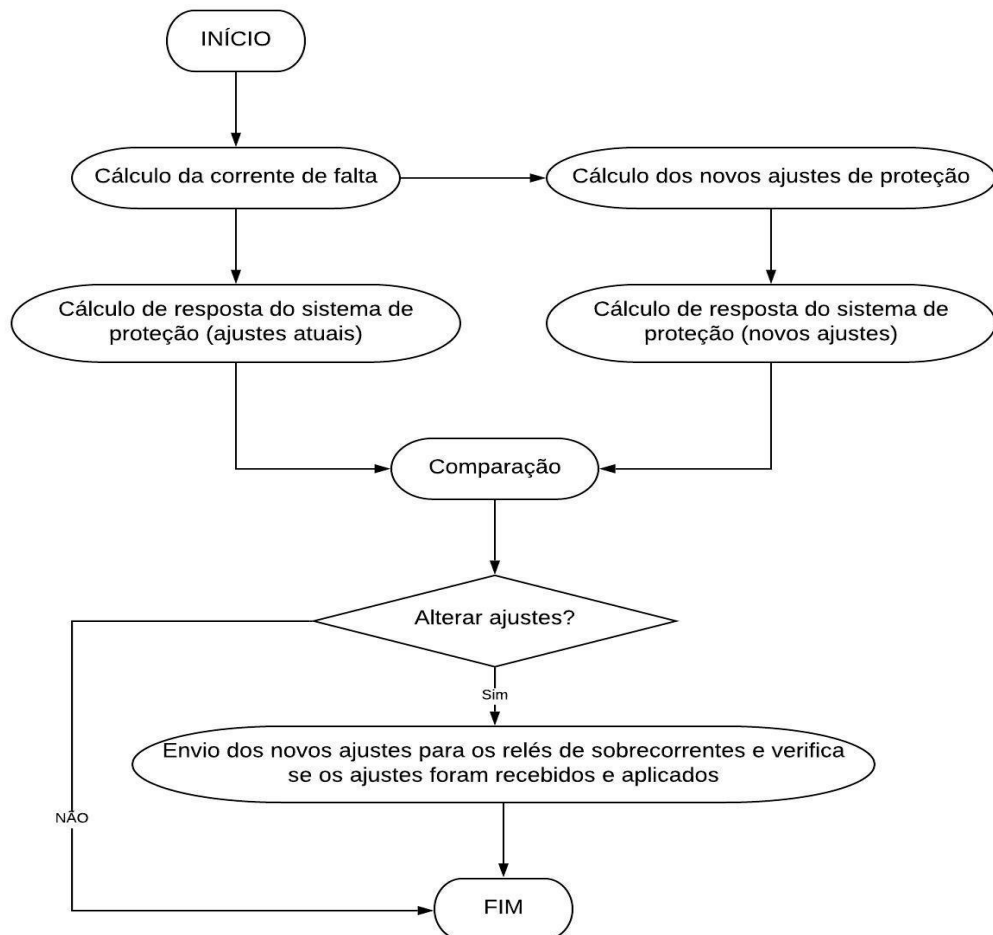
Paludo (2010) apresenta um trabalho de proteção adaptativa com alteração do grupo de ajustes sendo utilizado o protocolo de comunicação IEC61850. O trabalho propõe um sistema de proteção adaptativa em uma indústria com uma central de cogeração composta por 3 turbogeradores idênticos. Foi utilizada uma lógica implementada no próprio relé, sendo definido quantos geradores estão na barra, se 1, 2 ou 3. A partir do resultado desta lógica, o relé faz a seleção do grupo de ajustes, sendo que cada grupo de ajustes tem valores diferentes de *pickup* das funções de sobrecorrentes temporizada (51) e instantânea (50), mantendo a coordenação e seletividade do sistema elétrico industrial em questão.

Um sistema de proteção adaptativa para a proteção de sobrecorrente foi apresentado por Coffele *et al.* (2015), sendo utilizada a configuração do sistema e cálculos das correntes de falta. Foi utilizado o protocolo de comunicação IEC61850 para a mudança de ajustes nos relés de proteção quando requerido. O algoritmo do sistema de proteção adaptativa é apresentado na Figura 4, sendo que ao iniciar o programa, são feitos os cálculos das correntes de falta, e analisada a configuração do sistema atual e o *status* de conexão de GDs.

A partir da configuração do sistema são feitos novos cálculos dos ajustes de proteção para todos os relés de proteção e comparados com os ajustes atuais. Se os novos ajustes de proteção melhorarem o desempenho, a decisão é feita para enviar os novos ajustes, caso contrário, nenhuma outra ação será tomada. Para esta comparação, foi desenvolvido um algoritmo dedicado que analisa as seguintes condições: verifica se o tempo de operação de cada relé de proteção está dentro dos

limites especificados na filosofia de proteção, verifica a margem de graduação entre os dispositivos de proteção e, calcula o tempo médio de operação. A etapa final do algoritmo é enviar as novas configurações de proteção para os relés de proteção. Isso é realizado usando o protocolo de comunicação IEC61850 em dois estágios. O primeiro estágio envolve o envio dos ajustes, enquanto o segundo envolve a leitura dos ajustes para verificar se eles foram aplicados corretamente. Podem ser utilizados dois tipos de envios. O primeiro é o envio do grupo de ajustes, sendo necessário o relé possuir pelo menos dois grupos de ajustes, e o segundo pode ser enviado o ajuste individualmente, como o valor de *pickup*, multiplicador de tempo, entre outros.

Figura 4 - Algoritmo da Proteção Adaptativa de Sobrecorrente.



Fonte: (COFFELE *et al.*, 2015)

Nascimento (2014) utiliza o sistema de 13 barras IEEE para validar o algoritmo da proteção adaptativa, apresentado na Figura 5. Em seu trabalho, é realizado a

verificação dos estados dos disjuntores, e de acordo com o arranjo do sistema, é alterado o grupo de ajustes do relé.

Figura 5 - Fluxograma do algoritmo proposto por Nascimento (2014)



Fonte: (NASCIMENTO, 2014)

No trabalho de Bittencourt (2011), é realizada uma proteção adaptativa baseada em dois grupos de ajustes e o estado do disjuntor da GD, sendo o grupo de ajustes 1 para a GD desconectada e o grupo de ajustes 2 para a GD conectada no sistema. Assim, o sistema de proteção adaptativa é definido e se altera conforme o estado do disjuntor da GD.

Samadi e Chabanloo (2020) utilizam um algoritmo com um novo método baseado na programação linear inteira a otimização de enxame em partículas para fazer a proteção adaptativa para ativar o grupo de ajustes adequado para cada relé em cada estado da rede de distribuição, minimizando assim o tempo total de operação

dos relés de sobrecorrente, considerando as restrições de coordenação. O trabalho é utilizado com o sistema de 30 barras do IEEE com inserção de GD.

Várias matrizes fundamentais devem ser criadas no algoritmo de otimização. Estas matrizes são divididas em três grandes grupos: matrizes de cálculo de tempo, matrizes de verificação de coordenação e matrizes de seleção do grupo de ajustes. No algoritmo proposto são necessárias diversas informações tais como: configuração da rede, número de relés e número de grupos de ajustes disponíveis em cada relé. Uma das eficiências deste trabalho é a coordenação dos diversos relés de sobrecorrente na rede com a inserção de GD.

Neste trabalho aqui apresentado, é proposto o ajuste dos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada de fase (51) baseado no monitoramento das correntes nos relés. Para tanto é desenvolvido um algoritmo que é programado em CLP capaz de realizar os cálculos necessários e enviar os novos ajustes para os respectivos relés de proteção. O algoritmo proposto verifica a porcentagem de incremento/decremento da corrente de carga e o tempo deste, para validar o novo ajuste, sendo assim capaz de detectar uma sobrecarga no sistema. Atualmente os relés microprocessados são capazes de desempenhar inúmeras funções, aplicações e lógicas programáveis, mas são limitados para certos tipos de lógicas, tais como operações matemáticas complexas, enquanto que o CLP pode monitorar e enviar dados de escrita para diversos relés utilizando equações matemáticas complexas, deixando desta forma o sistema de distribuição de energia elétrica mais confiável e flexível. O sistema de proteção adaptativa foi implementado em bancada utilizando relés de proteção digitais e CLP, de acordo com o sistema de 13 barras do IEEE simulado via *software* DlgSILENT® empregando o método de cálculo de fluxo de potência com cargas trifásicas desequilibradas, e para o cálculo de curto-circuito foi utilizado o método completo, validando assim, os resultados.

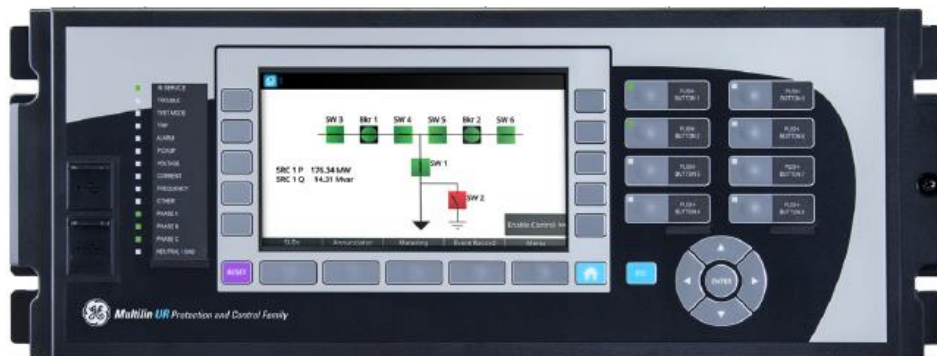
3 RELÉS DE PROTEÇÃO DIGITAIS, CLPS E FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Neste Capítulo serão abordados alguns conceitos e características dos relés de proteção digitais, CLPs e as funções de proteção utilizadas no trabalho, que são a sobrecorrente temporizada de fase (51) e sobrecorrente instantânea de fase (50).

3.1 Relés de Proteção Digitais

Os relés de proteção digitais, Figura 6, possuem diversas características, entre elas: medições, *status*, registro de eventos, oscilografias, tendências de grandezas, relatórios de falta, comunicações e as funções de proteção.

Figura 6 - Relé de proteção digital GE Multilin UR



Fonte: GE Multilin (2018)

Medições: Os relés de proteção digitais podem ler e mostrar os valores de corrente e tensão por fase com magnitude e ângulo, valores de potência ativa, reativa, aparente, fator de potência, ou seja, possibilitam fazer todas medições elétricas do sistema em questão.

Status: Podem ser visualizados através dos relés diversos *status* como: disjuntores, seccionadoras, entre outros.

Registro de Eventos: Fornecem uma lista de todos os eventos registrados com data e hora.

Oscilografias: São geradas formas de onda sempre que ocorre a atuação de alguma proteção, inclusive com informações de pré-falta.

Tendências de grandezas: Podem ser gerados gráficos de medições com intervalos de tempo pré-definidos pelo usuário, obtendo assim um perfil de qualquer medição feita pelo relé de proteção digital.

Relatórios de Falta: Alguns relés possuem esta característica, no qual fornecidos os dados da linha como impedâncias de sequência zero, positiva e negativa, além do comprimento da linha, estes relatórios de falta mostram informações como correntes e tensões de pré-falta e falta e a localização da mesma.

Comunicações: Os relés de proteção digitais possuem diversos meios de comunicação, sendo os mais utilizados: RS232, RS722, RS485 e Ethernet (RJ45 e fibras ópticas). E disponibilizam vários protocolos de comunicação, entre eles: Modbus RTU, Modbus TCP, DNP 3.0, IEC61850, Profibus, Profinet, Devicenet, entre outros.

Funções de Proteção: Um único relé de proteção digital pode fornecer várias funções de proteção e para todas as fases que estão sendo medidas, diferentemente de relés eletromecânicos que realizam poucas funções e utilizam um relé por fase. As funções mais comuns utilizadas em alimentadores são: 51 (sobrecorrente temporizada), 50 (sobrecorrente instantânea), 27 (subtensão), 59 (sobretensão), 81 (sub e sobrefrequência).

O aumento do uso de relés de proteção digitais nos diferentes segmentos da indústria e concessionárias de energia tem sido estimulado pelos avanços na tecnologia microeletrônica, alto nível de confiabilidade, flexibilidade de programação, bom desempenho operacional e baixa relação custo/benefício. Diversas funções de proteção e controle, agrupadas em um único dispositivo, permitem o desenho de painéis de comando compactos e a criação de esquemas de proteção específicos compostos pela associação de duas ou mais funções de proteção (SOARES; VIEIRA, 2008).

Além disso, as funções de medição e oscilografia dos relés de proteção digitais, suas baixas cargas, lógica programável, capacidades de comunicação e diferentes grupos de ajustes para cada característica de proteção completam as principais funções de tais dispositivos. Portanto, pode-se notar que um sistema de proteção composto por relés de proteção digitais pode melhorar a confiabilidade e a segurança de um sistema de energia, pois os tempos de eliminação de faltas podem ser reduzidos, casos de operações falsas podem ser minimizados e diagnósticos de faltas podem ser fornecidos pela análise de registros de eventos e oscilografia.

No entanto, em muitas situações, todas as funcionalidades dos relés digitais não são utilizadas adequadamente, conseqüentemente, as vantagens de sua aplicação não são totalmente exploradas. Isto pode ocorrer devido à falta de pessoal capaz de lidar com a grande quantidade de parâmetros de relés digitais ou devido ao conservadorismo de alguns engenheiros de proteção que não utilizam os recursos fornecidos pelos relés digitais. Nos dias atuais, os sistemas estão cada vez mais complexos, tornando-se necessário conhecer melhor as funcionalidades de um relé microprocessado, conseqüentemente, mais soluções aparecerão utilizando os recursos que ele fornece.

Uma das formas de possibilitar uma operação adaptativa de um relé de proteção é a utilização dos múltiplos grupos de ajustes. Dependendo do fabricante e modelo do relé, ele pode possuir de dois a seis grupos de ajustes. Através da seleção automática dos grupos de ajuste é possível tornar o sistema de proteção mais confiável e capaz de se adaptar a mudanças de topologia ou na presença de GD no sistema. Por outro lado, a proteção adaptativa fica limitada apenas a mudança de grupos de ajuste ou ainda na forma de estágios, não apresentando a dinamicidade necessária para um ajuste mais fino dos parâmetros da proteção (SILVEIRA, 2010). Uma ideia interessante e proposta neste trabalho é o emprego de CLPs, sendo que este pode comunicar com diversos relés de proteção, lendo suas correntes e tomando decisões a partir dos valores lidos com o objetivo de alterar ou não os ajustes de proteção baseado nas condições atuais do sistema elétrico.

3.2 Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)

O CLP, Figura 7, é um dos controladores mais utilizados na indústria. Conceitualmente, o CLP é um equipamento projetado para comandar e monitorar máquinas ou processos industriais. Em termos gerais pode-se afirmar que um CLP é um computador dedicado, baseado em um microprocessador, que desempenha funções de controle através de *softwares* desenvolvidos pelo usuário.

Figura 7 - Controlador Lógico Programável GE IP Rx3i.



Fonte: GE IP (2017)

O CLP é amplamente utilizado na indústria para o controle de diversos tipos e níveis de complexidade. Deve possuir um *software* de programação e controle, e um *hardware* que suporte operação em ambientes industriais. Este *software*, que é específico para automação e controle, possui um sistema operacional de tempo real, algo indispensável para controle de processos de alto risco como os que se encontram nas indústrias. Já o *hardware* deve suportar as condições extremas de trocas de temperatura, umidade, pressão entre outras situações as quais um computador padrão não suportaria, pois muitas vezes estão instalados em condições não apropriadas para equipamentos eletrônicos convencionais.

Controlador Lógico Programável, segundo a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), é um equipamento eletrônico digital com *hardware* e *software* compatíveis com aplicações industriais. Segundo a NEMA (National Electrical Manufacturers Association), é um aparelho eletrônico digital que utiliza uma memória programável para armazenar internamente instruções e para implementar funções específicas, tais como lógica, sequenciamento, temporização, contagem e aritmética, controlando, por meio de módulos de entradas e saídas, vários tipos de máquinas ou processos (ZANCAN, 2010).

Geralmente as famílias de CLPs são definidas pela capacidade de processamento pelo número de pontos de Entradas e/ou Saídas (E/S). Também são classificados em compactos, nos quais todos os pontos de entrada e saída estão juntos em uma mesma unidade, e modulares, sendo que os pontos de entrada e saída podem ser conectados e desconectados para alterar a estrutura e controlar outro processo. Podem ser configurados com redundância desde a CPU, fonte de

alimentação até utilizar um outro CLP para ser um controle alternativo em caso de falha do principal.

Um CLP é o controlador indicado para lidar com sistemas caracterizados por eventos discretos, ou seja, com processos em que as variáveis assumem valores zero ou um (ou variáveis ditas digitais, ou seja, que só assumem valores dentro de um conjunto finito). Podem ainda lidar com variáveis analógicas definidas por intervalos de valores de corrente ou tensão elétrica. As entradas e/ou saídas digitais são os elementos discretos, as entradas e/ou saídas analógicas são os elementos variáveis entre valores conhecidos de tensão ou corrente.

Os CLPs têm capacidade de comunicação de dados em diversos protocolos, entre eles: IEC61850, Modbus TCP/RTU, Profibus, Profinet, entre outros. Com isto podem ser supervisionados através de *softwares* de supervisão por computadores formando sistemas de controle integrados em rede. Tem canais de comunicação que permitem conectar os CLPs à interface homem máquina (IHM), computadores, outros CLPs e até mesmo com unidades de entradas e saídas remotas. Cada fabricante estabelece um protocolo para fazer com que seus equipamentos troquem informações entre si. Os protocolos mais comuns são Modbus RTU/TCP, Profibus, DeviceNet, Profinet, DNP 3.0, IEC61850.

Na indústria, o CLP é largamente utilizado. Em sistemas de proteção é utilizado também em comunicação com relés de proteção para receber informações de valores de corrente, tensão, potência, status de disjuntores, entre outros, para mostrarem estes valores em um determinado supervisório, mas não são comumente empregados para alteração de ajustes de proteção, sendo exclusivamente para leituras.

3.3 Funções de proteção para alimentadores

A proteção de sobrecorrente é uma das primeiras proteções utilizadas nos relés, desenvolvidos por volta da década de 1950. As proteções de sobrecorrente são largamente empregadas em praticamente todas as partes do sistema, isto é, desde a geração, passando pela transmissão, transformadores até o sistema distribuição e consumidores.

As proteções de alimentadores de distribuição utilizados em qualquer tipo de sistema, seja em concessionárias ou em indústrias, são a sobrecorrente temporizada de fase (51) e a sobrecorrente instantânea de fase (50).

Para a função de proteção de sobrecorrente temporizada é necessário saber basicamente três informações para configurá-la corretamente, que é o valor de *pickup*, curva utilizada, e o *dial* de tempo. Na Tabela 1 mostram-se os tipos de curvas utilizadas em relés de proteção digitais.

Tabela 1 - Tipos de Curvas de Sobrecorrente

IEEE	ANSI	IEC	IAC
Extremamente Inversa	Extremamente Inversa	IEC Curva A	Extremamente Inversa
Muito Inversa	Muito Inversa	IEC Curva B	Muito Inversa
Moderadamente Inversa	Normalmente Inversa	IEC Curva C	Inversa
-	Moderadamente Inversa	Pouco Inversa	Pouco Inversa

Fonte: GE MULTILIN (2018)

Cada tipo de curva possui uma equação, assim como suas constantes, conforme a seguir:

- Curva IEEE

$$T = TDM \times \frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^p - 1} + B \quad (1)$$

Sendo:

T = Tempo de atuação da função

TDM = Multiplicador da Curva

A, B, p = Constantes

I = Corrente passante

I_{pickup} = Corrente de *pickup* ajustada

Tabela 2 - Constantes para as Curvas IEEE

Curvas IEEE	A	B	P
Extremamente Inversa	28,2	0,1217	2,000
Muito Inversa	19,61	0,491	2,000
Moderadamente Inversa	0,0515	0,114	0,02000

Fonte: GE MULTILIN (2018)

- Curva ANSI

$$T = TDM \times \left[A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}\right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}\right)^3} \right] \quad (2)$$

Sendo:

T = Tempo de atuação da função

TDM = Multiplicador da Curva

A, B, C, D e E = Constantes

I = Corrente passante

I_{pickup} = Corrente de *pickup* ajustada

Tabela 3 – Constantes para as Curvas ANSI

Curvas ANSI	A	B	C	D	E
Extremamente Inversa	0,0399	0,2294	0,5000	3,0094	0,7222
Muito Inversa	0,0615	0,7989	0,3400	-0,2840	4,0505
Normalmente Inversa	0,0274	2,2614	0,3000	-4,1899	9,1272
Moderadamente Inversa	0,1735	0,6791	0,8000	-0,0800	0,1271

Fonte: GE MULTILIN (2018)

- Curva IEC

$$T = TDM \times \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^E - 1} \quad (3)$$

Sendo:

T = Tempo de atuação da função

TDM = Multiplicador da Curva

K, E = Constantes

I = Corrente passante

I_{pickup} = Corrente de *pickup* ajustada

Tabela 4 - Constantes para as Curvas IEC

Curvas IEC	K	E
IEC Curva A	0,140	0,020
IEC Curva B	13,500	1,000
IEC Curva C	80,000	2,000
Pouco Inversa	0,050	0,040

Fonte: GE MULTILIN (2018)

- Curva IAC

$$T = TDM \times \left[A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}\right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{-C}\right)^3} \right] \quad (4)$$

Sendo:

T = Tempo de atuação da função

TDM = Multiplicador da Curva

A, B, C, D e E = Constantes

I = Corrente passante

I_{pickup} = Corrente de *pickup* ajustada

Tabela 5 - Constantes para as Curvas IAC

Curvas IAC	A	B	C	D	E
Extremamente Inversa	0,0040	0,6379	0,5000	1,7872	0,2461
Muito Inversa	0,0900	0,7965	0,3400	-1,2885	7,9586
Inversa	0,2078	0,8630	0,3000	-0,4180	0,1947
Pouco Inversa	0,0428	0,0609	0,8000	-0,0010	0,0221

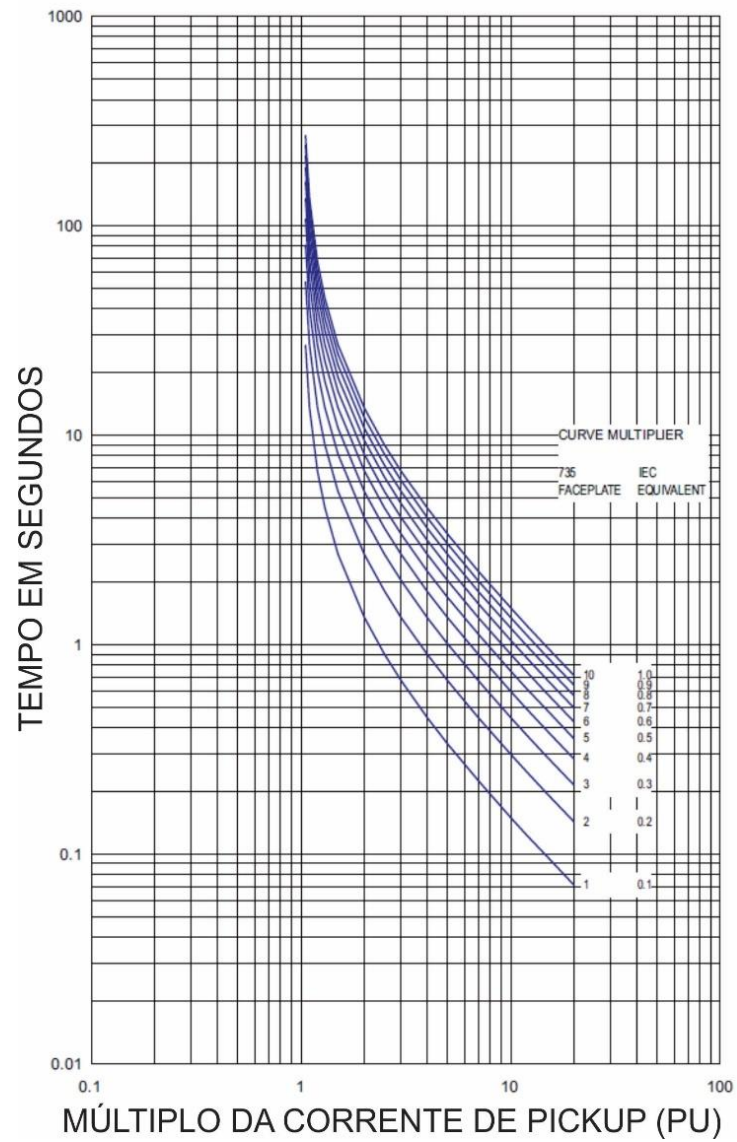
Fonte: GE MULTILIN (2018)

Além das curvas, podem ser utilizados tempos definidos para a função de sobrecorrente temporizada, ou seja, a proteção irá operar por um tempo definido uma vez que a corrente esteja acima do *pickup* e independente do valor acima, o tempo de atuação será o definido nos ajustes.

A proteção de sobrecorrente instantânea de fase (50), opera de forma rápida, podendo ser temporizada ou não, mas sempre com um tempo definido. Esta função possui dois ajustes que é o valor de *pickup*, isto é, a partir deste valor a proteção é sensibilizada, e o tempo de atuação da proteção, podendo ser temporizado ou instantâneo.

Na Figura 8, é mostrado um exemplo de curva de sobrecorrente temporizada, a curva IEC-B.

Figura 8 - Curvas IEC-B.

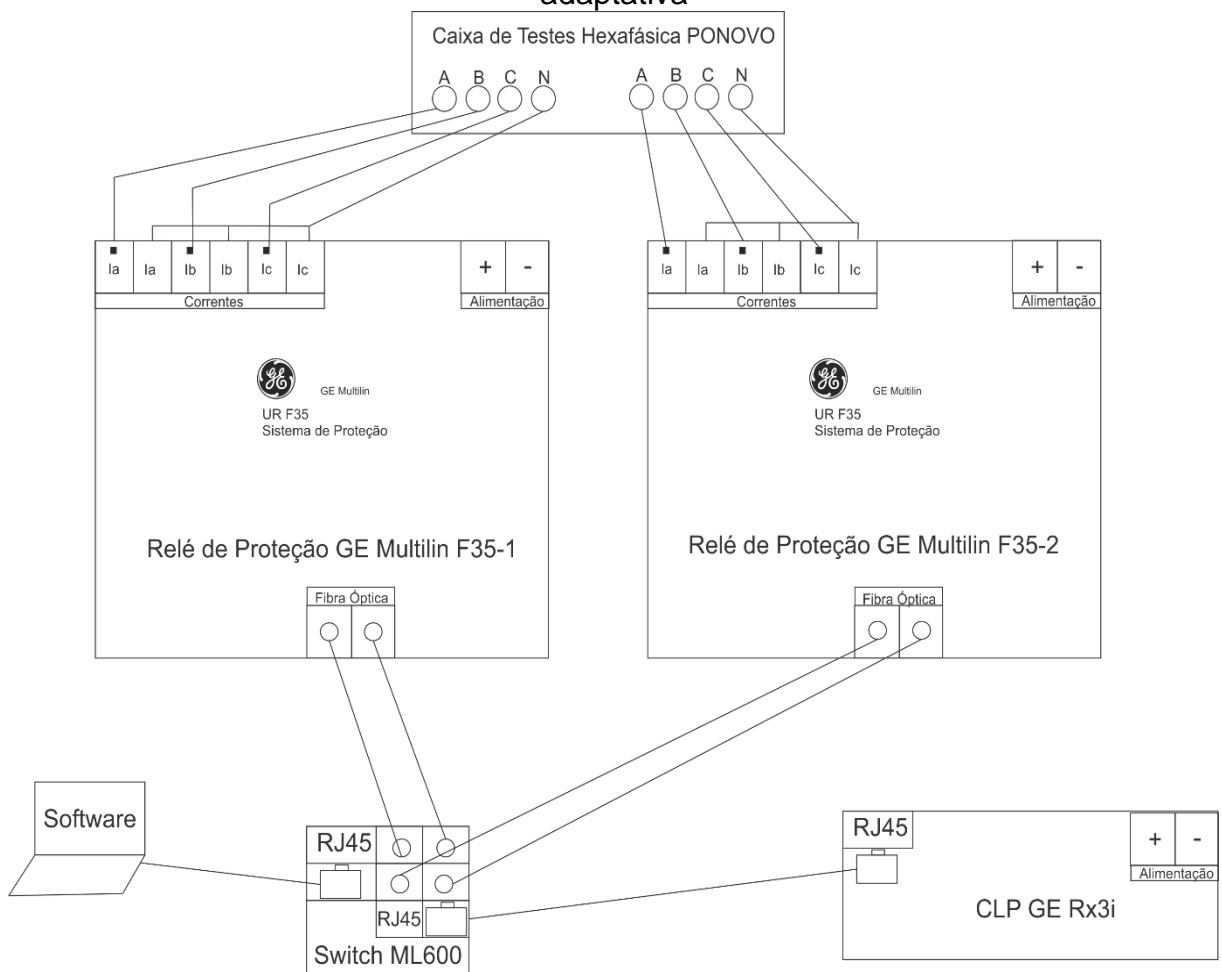


Fonte: (GE MULTILIN, 2010).

também, um CLP GE IP Rx3i e seu respectivo *software* Proficy Machine Edition, para configuração do programa, leitura das correntes dos relés, cálculos e posterior escrita, e um switch ML600, com portas de fibra óptica ST 100 Mbps, e RJ45 100 Mbps para conectar os relés de proteção, CLP e *softwares*.

Na Figura 10, é mostrado o esquema de ligações dos relés de proteção para as simulações, e também a caixa de testes Hexafásica PONOVO empregada para os testes.

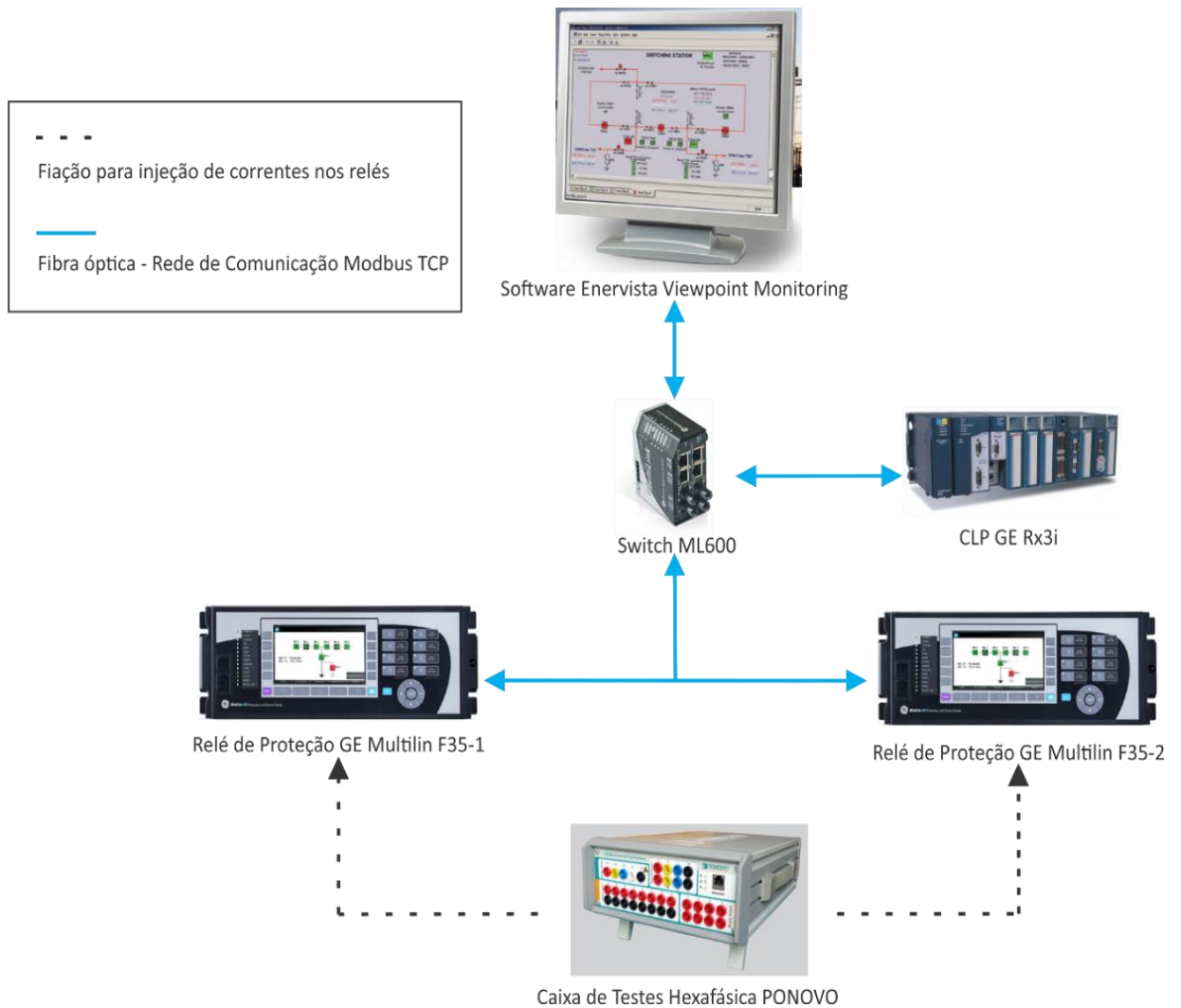
Figura 10 - Esquema de Ligação dos componentes do sistema de proteção adaptativa



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 11 é ilustrado esquematicamente como os equipamentos foram interligados e quais tipos de interligações (fiação ou fibra ótica).

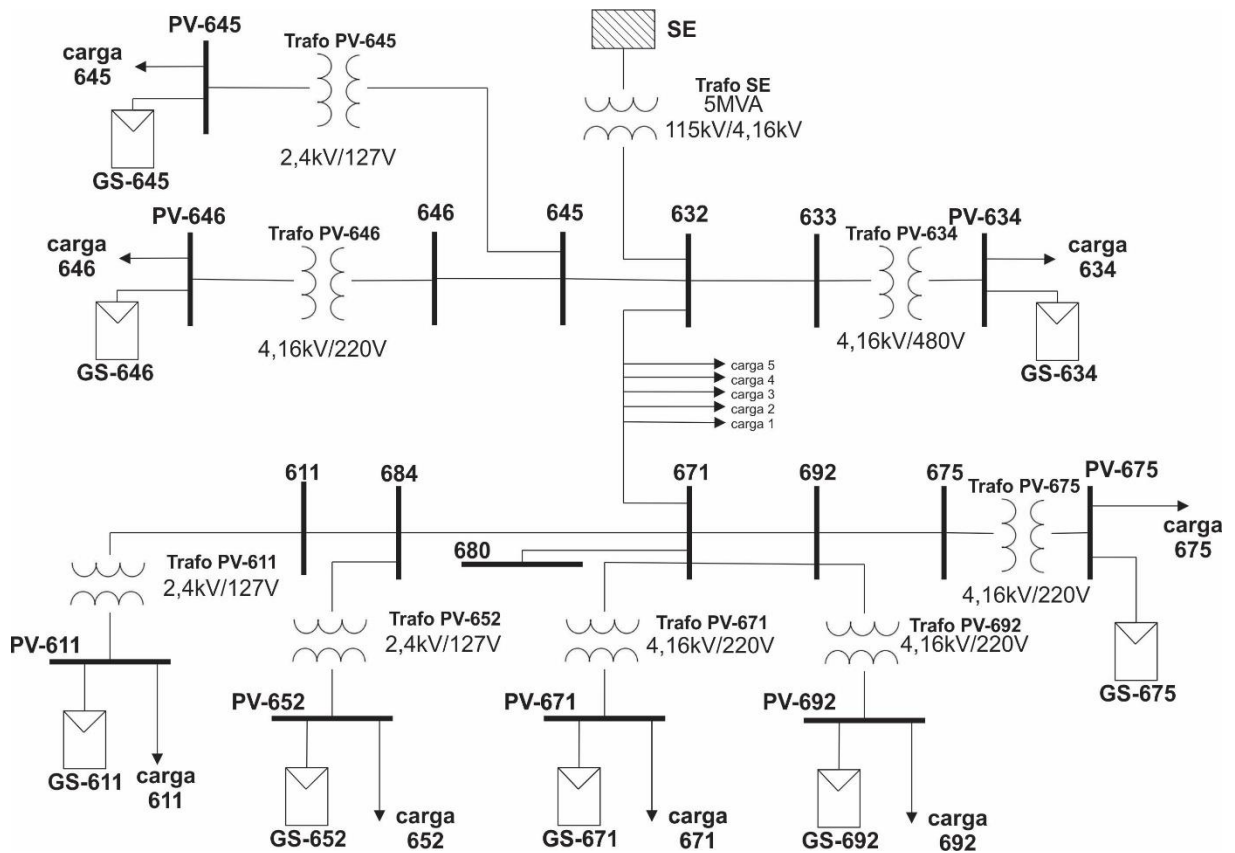
Figura 11 – Arquitetura do sistema de proteção adaptativa



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 12 é ilustrado o sistema de 13 Barras do IEEE simulado no *software* DigSILENT® Power Factory 2018.

Figura 12 - Sistema 13 Barras IEEE simulado no software DlgSILENT®

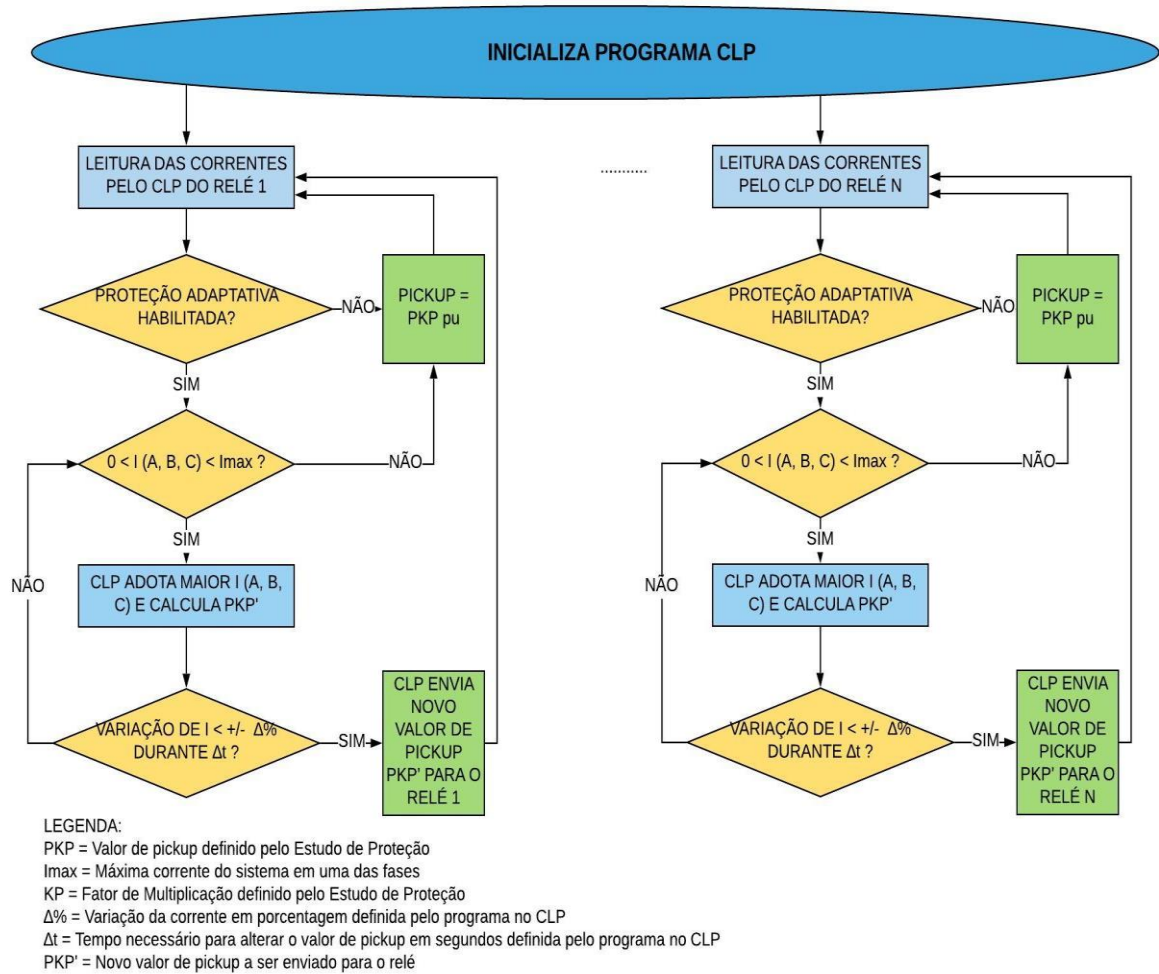


Fonte: O próprio autor.

Na Figura 13 é ilustrado o diagrama de blocos da proteção adaptativa proposta. Após a inicialização do CLP, primeiramente ele faz a leitura das correntes trifásicas (I_a , I_b e I_c) de todos os relés do sistema, logo, ele busca a informação nos relés se a proteção adaptativa está habilitada, sendo esta, uma entrada virtual do relé, Figura 14, podendo ser habilitada e desabilitada no painel do próprio relé ou remotamente. Caso não esteja habilitada, o *pickup* da função de sobrecorrente temporizada de fase (51) se manterá conforme seus valores originais conforme estudo de proteção, sem a inserção de GD.

Com a proteção adaptativa habilitada, em cada relé no sistema, o CLP verifica se as correntes trifásicas I_a , I_b e I_c são maiores que 0 e menores que I_{max} , sendo que I_{max} é definido pela máxima corrente em uma das fases de suas referidas barras sem a GD, e em regime permanente. Caso estejam fora deste intervalo, os respectivos *pickups* se manterão conforme ajustes originais, isto é, se não há corrente passando pelos relés ou as correntes de carga ultrapassem os valores originais I_{max} (antes da inserção de GDs).

Figura 13 - Fluxograma da Proteção Adaptativa.



Fonte: O próprio autor.

Figura 14 - Parametrização da Entrada Virtual para Habilitar a Proteção Adaptativa.

SETTING	PARAMETER
Virtual Input 1 Function	Enabled
Virtual Input 1 ID	LIG PROT ADP
Virtual Input 1 Type	Latched
Virtual Input 1 Events	Enabled

Fonte: O próprio autor.

Com os valores de corrente dentro do intervalo pré-definido para cada relé respectivamente, o CLP faz os cálculos e verifica qual a maior corrente entre as fases A, B e C. Verificada a maior corrente, o CLP adota este valor e faz a multiplicação por um valor KP, sendo este, o fator de crescimento da carga para o horizonte de estudo, e este valor é definido pelo estudo de proteção conforme a norma constante na

referência CPFL Energia (2016). O CLP então aguarda um tempo Δt sem que uma variação da corrente ultrapasse $\pm \Delta\%$. Se houver uma variação da corrente monitorada pelo relé menor do que $\Delta\%$ e permaneça durante o tempo Δt , o CLP procede para o envio dos novos ajustes para o relé. Se houver uma variação de corrente lida maior do que $\pm \Delta\%$, o CLP procede para o cálculo dos novos valores de *pickup* (PKP'), voltando antes a verificar a maior das correntes, adotando a nova corrente e a multiplica por KP conforme (5):

$$I_{\text{novo pickup}} (PKP') = \frac{\text{Maior } I (A,B,C) * KP}{I_{\text{nom prim TC}}} \quad (5)$$

Sendo:

I novo pickup (PKP'): novo valor de pickup da função 51 a ser enviado aos relés;

Maior I (A, B, C): maior corrente de carga entre as fases;

$I_{\text{nom prim TC}}$: valor da corrente nominal primária do transformador de corrente (TC);

KP: fator de crescimento da carga para o horizonte de estudo (Norma CPFL Energia).

Os novos valores de corrente de *pickup* (PKP') calculados através de (5) são então enviados aos relés se não houver uma variação de $\pm \Delta\%$ durante Δt .

A variação $\Delta\%$ garante que o CLP não envie novos valores de *pickup* de sobrecorrente temporizada de fase para os relés devido à pequenas correntes transitórias. Este parâmetro $\Delta\%$, deve ser definido de acordo com o sistema a ser implementado, verificando a máxima variação de corrente no sistema em regime transitório.

O tempo Δt assegura que não seja uma sobrecarga no sistema e sim um incremento de carga na rede. Em casos de sobrecarga, o valor de *pickup* não se altera até que o relé atue, reforçando que o sistema de proteção adaptativa proposto é capaz de identificar uma sobrecorrente devido à sobrecarga no SDEE. Este tempo pode ser definido conforme as curvas de sobrecorrente utilizadas na proteção de sobrecorrente temporizada, para que o Δt não ultrapasse os tempos de atuação, garantindo-se que o relé não atue de forma indevida.

A ideia é que os ajustes das correntes de *pickup* dos relés sejam feitos de forma dinâmica baseado na variação da corrente que deve ser alterada conforme as alterações de carregamento no sistema de distribuição. Os ajustes são realizados de

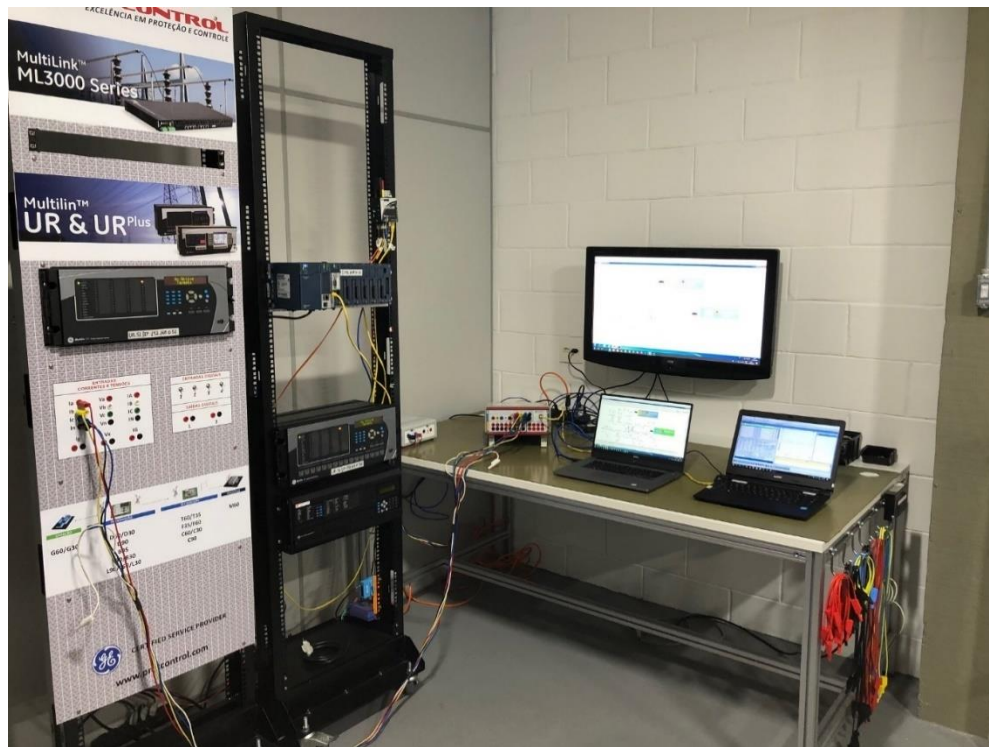
forma que os tempos de atuação dos relés sejam os mesmos definidos pelo projeto da proteção antes da inserção da GD garantindo que o sistema de proteção estabelecido se mantenha coordenado e seletivo, mesmo com a inserção de GDs.

Observa-se que os cálculos são feitos de acordo com os valores das correntes de carga *online* do sistema, uma vez que a coordenação e seletividade foram previamente estabelecidas pelo projeto da proteção sem inserção da GD.

A leitura das correntes, através dos relés, realizadas pelo CLP é feita de forma *online*, e quando há variações de valores conforme critérios adotados, o CLP envia os novos ajustes para os relés. O tempo de processamento desde a leitura das correntes até o envio dos novos ajustes é menor que $\frac{1}{2}$ ciclo elétrico (GE 2017).

Na Figura 15 é mostrada a bancada de testes com todos os equipamentos.

Figura 15 - Bancada de Testes.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 16 é mostrado o relé de proteção GE Multilin UR-F35-1 (Barra 632).

Figura 16 - Relé de Proteção GE Multilin UR-F35-1 (Barra 632).



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 17 é mostrado o relé de proteção GE Multilin UR-F35-2 (Barra 671).

Figura 17 - Relé de Proteção GE Multilin UR-F35-2 (Barra 671).



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 18 é mostrado o CLP GE IP Rx3i e Switch ML600.

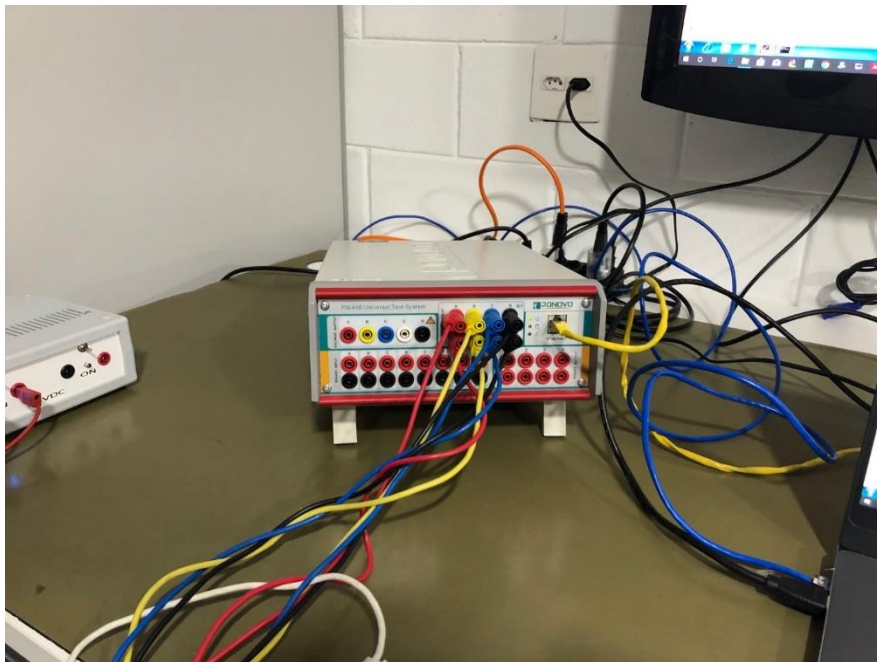
Figura 18 - CLP GE IP Rx3i e Switch GE ML600.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 19 é mostrada a caixa de testes hexafásica PONOVO.

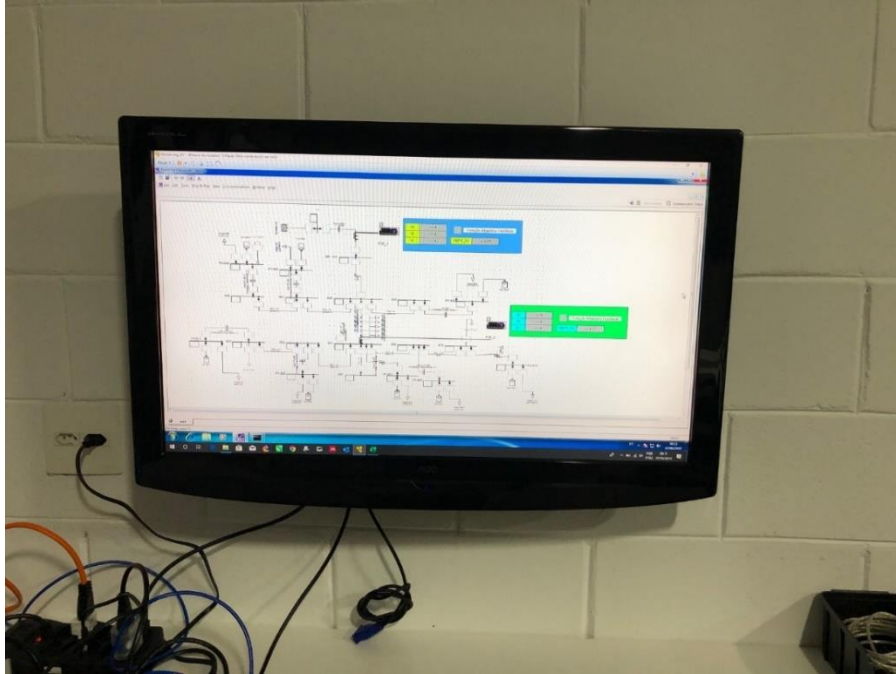
Figura 19 - Caixa de Testes Hexafásica PONOVO.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 20 é mostrado o sistema supervisoríen Enervista Viewpoint Monitoring na bancada de testes.

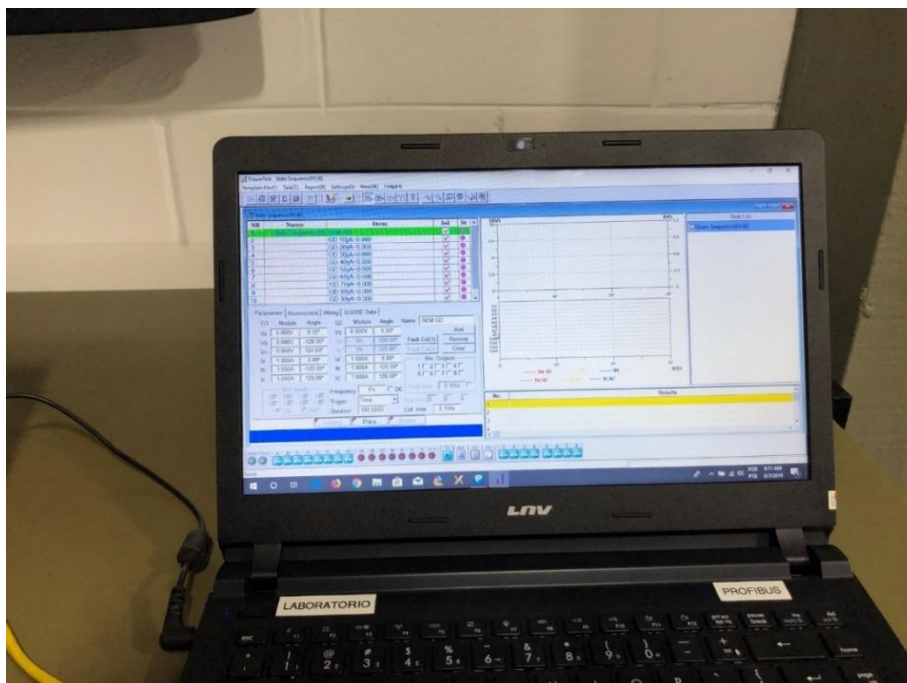
Figura 20 - Sistema Supervisoríen Enervista Viewpoint Monitoring.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 21 é mostrado o *software* da caixa de testes Power Test na bancada de testes.

Figura 21 - *Software* da Caixa de Testes Power Test.



Fonte: O próprio autor.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da implementação do sistema de proteção adaptativa conforme a metodologia apresentada no Capítulo 4. Adicionalmente, neste capítulo é realizado o projeto do sistema de proteção com o dimensionamento dos transformadores de corrente (TCs), a definição dos ajustes de proteção das funções de sobrecorrentes de fase temporizada (51) e instantânea (50) para os relés de proteção localizados nas barras 632 e 671 do sistema teste da Figura 9 do capítulo anterior.

5.1 Dimensionamento dos Transformadores de Corrente (TCs)

Conforme o sistema adotado, tem-se uma corrente nominal máxima de **539,3 A** para o relé de proteção localizado na barra 632 e uma corrente máxima de **437 A** localizada na barra 671, assim o TC foi determinado conforme a norma técnica (CPFL Energia, 2016).

Desta forma, determinou-se a relação do TC de **600-5** e **500-5** para as barras 632 e 671 respectivamente. Assim, eles poderão conduzir até 720 A e 600 A continuamente.

5.2 Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51)

De acordo com a norma técnica da CPFL Energia (2016), para a definição dos ajustes de proteção da função de sobrecorrente de fase temporizada (51) são determinados os valores de *tap* ou *pickup*, utilizando (6):

$$Tap = \frac{Inom \times KF}{RTC} \quad (6)$$

Sendo que:

Tap é o *pickup* da unidade temporizada de fase;

Inom é a corrente nominal máxima de condução do alimentador;

KF é o fator de aumento da carga para o horizonte de estudo;

RTC é a relação de transformação de corrente do TC.

Considerou-se um $KF = 20\%$ para o sistema e inserindo os dados na equação, tem-se o seguinte resultado para o relé de proteção da barra 632:

$$Tap = \frac{539,3 \times 1,2}{120} = 5,393 A$$

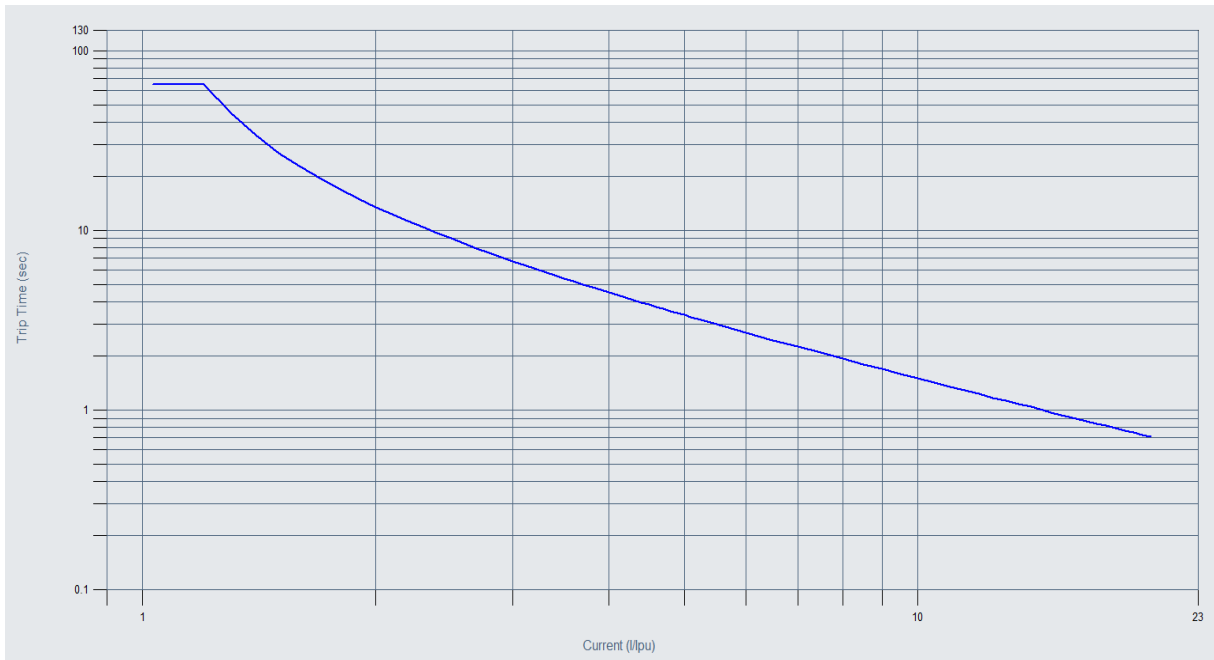
Para o relé de proteção da barra 671, tem-se:

$$Tap = \frac{437 \times 1,2}{100} = 5,244 A$$

Assim, adotaram-se os valores de 5,4 A secundários, que representa 648 A primários para o relé de proteção na barra 632, e 5,25 A secundários, que representa 525 A primários para o relé de proteção na barra 671. O relé de proteção GE Multilin UR F35 emprega a unidade por unidade (pu) para os ajustes das proteções de sobrecorrentes, sendo 1 pu igual ao valor nominal do secundário do TC. Desta forma, o ajuste para a proteção de sobrecorrente temporizada de fase é igual a 1,08 pu para o relé de proteção na barra 632 e 1,05 pu para o relé de proteção na barra 671.

A curva da unidade temporizada de fase foi adotada conforme a norma técnica da CPFL Energia (2016), sendo que a fim de evitar os efeitos nocivos das altas correntes de curto-circuito, a curva da unidade temporizada de fase deve ser a mais baixa possível, desde que permita a coordenação e seletividade do relé com outros equipamentos de proteção, instalados na rede de distribuição. Sempre que possível a curva deve proteger o cabo de saída do alimentador e outros equipamentos de danos causados por sobrecargas. Assim, adotou-se a curva padrão IEC-B (GE Multilin, 2018) com o multiplicador da curva (Time Dial Multiplier) = 1 para ambos relés, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22- Curva IEC - B com Multiplicador = 1.



Fonte: O próprio autor.

Nas Figuras 23 e 24 são apresentados os ajustes inseridos nos relés de proteção:

Figura 23 - Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51) para o relé da barra 632.

PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	1.080 pu
Curve	IEC Curve B
TD Multiplier	1.00
Reset	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled
Block A	OFF
Block B	OFF
Block C	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

F35-1.urs Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Fonte: O próprio autor.

Figura 24 - Ajustes da Função de Sobrecorrente Temporizada de Fase (51) para o relé da barra 671.

PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	1.050 pu
Curve	IEC Curve B
TD Multiplier	1.00
Reset	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled
Block A	OFF
Block B	OFF
Block C	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

F35-2.urs Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Fonte: O próprio autor.

5.3 Ajustes da Função de Sobrecorrente Instantânea de Fase (50)

Para a determinação dos ajustes de proteção da função 50, calculou-se utilizando o *software* DlgSILENT® Power Factory 2018 os valores de curto-circuito bifásico nas barras 632 e 671, de acordo com as instruções da norma técnica da CPFL Energia (2016) a seguir: a corrente instantânea do relé de fase deverá ser ajustada de acordo com a área de atuação desejada.

Não há uma regra específica para a escolha da área de atuação, que dependerá muito das condições de cada alimentador, no entanto, a fim de auxiliar a escolha, deve-se levar em consideração que a unidade instantânea pode auxiliar na investigação de defeitos que provoquem a abertura do disjuntor do alimentador, através da sinalização da unidade acionada. Isto está relacionado ao fato de que a corrente de curto-circuito é inversamente proporcional à distância da SE ao ponto com defeito e que, devido ao modelo de proteção adotado, as correntes maiores acionarão a unidade instantânea.

Portanto, se a unidade operada for a unidade instantânea, então o defeito deve estar mais próximo da subestação. Neste caso, foram ajustados os valores de *pickup* da proteção de sobrecorrente instantânea de acordo com a Tabela 6, sendo que cada

relé faz a proteção de sua própria barra, garantindo assim, uma coordenação e seletividade entre eles.

Tabela 6 - Correntes de Curto-Circuito bifásicas do Sistema sem GD na localização dos relés de proteção.

Fases	A-B		B-C		C-A	
Barras	632	671	632	671	632	671
Correntes (A)	7374 A	3266 A	7446 A	2987 A	7395 A	3080 A

Fonte: O próprio autor.

Desta forma, foram adotadas as seguintes correntes de *pickup* para os relés de proteção nas barras 632 e 671 respectivamente: 7200 A e 2900 A, sendo os valores inseridos nos relés: 12,0 pu e 5,8 pu. Também, foi ajustado um tempo para atuação, sendo 100 ms para o relé da barra 632 e 50 ms para o relé da barra 671, mantendo a seletividade entre eles.

Nas Figuras 25 e 26 são apresentados os ajustes inseridos nos relés de proteção para a função 50:

Figura 25 - Ajustes Função Sobrecorrente Instantânea de Fase (50) para o relé da barra 632.

PARAMETER	PHASE IOC1
Function	Enabled
Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	12.000 pu
Delay	0.10 s
Reset Delay	0.00 s
Block A	OFF
Block B	OFF
Block C	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

F35-1.urs Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Fonte: O próprio autor.

Figura 26 - Ajustes Função Sobrecorrente Instantânea de Fase (50) para o relé da barra 671.

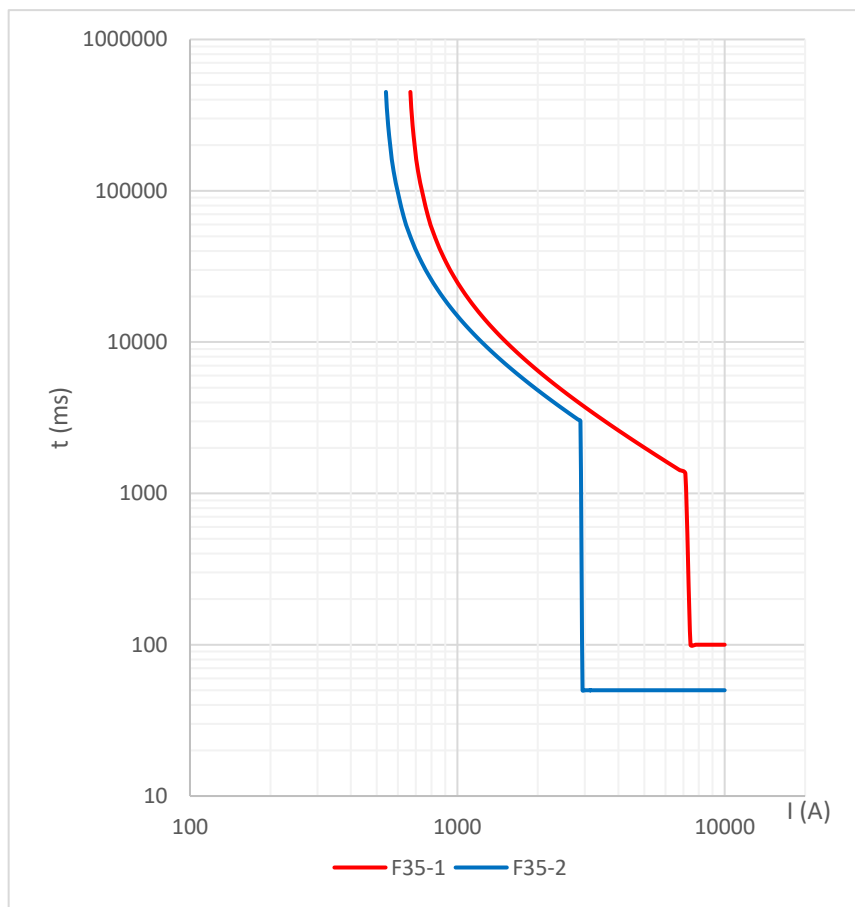
PARAMETER	PHASE IOC1
Function	Enabled
Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	5.800 pu
Delay	0.05 s
Reset Delay	0.00 s
Block A	OFF
Block B	OFF
Block C	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

F35-2.urs Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Fonte: O próprio autor.

Na Figura 27 é mostrado o coordenograma dos relés das barras 632 e 671, garantindo uma coordenação e seletividade entre eles.

Figura 27 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2)



Fonte: O próprio autor.

5.4 Simulações

O sistema 13 barras IEEE (Figura 9) utilizado no trabalho é um sistema complexo com cargas desequilibradas com as potências das GDs, cargas e transformadores descritas nas Tabelas 7, 8 e 9.

As GDs adotadas nas simulações são do tipo fotovoltaicas, com fator de potência unitário e estão localizadas nas barras apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – GDs simuladas no sistema.

NOME	P (kW)	FASES
GS 675	843	ABC
GS 611	170	C
GS 634	400	ABC
GS 645	170	ABC
GS 646	115	C
GS 652	128	ABC
GS 671	1055	ABC
GS 692	170	A

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 8 são mostrados os valores das cargas nominais, fator de potência e as fases em que estão conectadas, simuladas no sistema.

Tabela 8 – Cargas nominais simuladas no sistema.

NOME	P (kW)	Q (kVAr)	Fator de Potência	FASES
Carga 611	170	80	0,90	C
Carga 652	128	86	0,83	A
Carga 671	1055	660	0,85	ABC
Carga 692	170	151	0,75	AC
Carga 675	843	462	0,88	ABC
Carga 634	400	290	0,81	ABC
Carga 645	170	125	0,81	A
Carga 646	230	132	0,87	BC
Carga 1	40	23,2	0,87	ABC
Carga 2	40	23,2	0,87	ABC
Carga 3	40	23,2	0,87	ABC
Carga 4	40	23,2	0,87	ABC
Carga 5	40	23,2	0,87	ABC

Fonte: O próprio autor.

Na tabela 9 são apresentados os dados dos transformadores utilizados no sistema de 13 barras do IEEE.

Tabela 9 - Dados dos transformadores

NOME	POTÊNCIA (kVA)	TENSÃO PRIMÁRIA (kV)	TENSÃO SECUNDÁRIA (kV)
Trafo - Sub - 3Ø	5000	115	4,16
Trafo PV 645 - 1Ø	400	2,4	0,127
Trafo PV 646 - 3Ø	300	4,16	0,22
Trafo PV 634 - 3Ø	500	4,16	0,48
Trafo PV 611 - 1Ø	225	2,4	0,127
Trafo PV 652 - 1Ø	150	2,4	0,127
Trafo PV 671 - 3Ø	1500	4,16	0,22
Trafo PV 692 - 3Ø	300	4,16	0,22
Trafo PV 675 - 3Ø	1000	4,16	0,22

Fonte: O próprio autor.

Foram realizados os cálculos de fluxo de carga com e sem a presença de GDs, sendo que com a presença de todas as GDs, variou-se o percentual de 0% a 100% de inserção em passo de 10%.

Através do *software* DlgSILENT® foi simulado o fluxo de carga do sistema e registrados os valores das correntes das fases A, B e C em amperes (A) nas barras 632 e 671, sendo apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultado do fluxo de carga (A) com inserção de GD.

% GD	632			671		
	A	B	C	A	B	C
0	488,16	421,17	539,3	436,9679	286,7874	428,9882
10	445,82	383,12	482,74	399,5887	257,576	386,1233
20	404,98	346,72	427,71	363,4652	229,8725	344,1221
30	365,82	312,25	374,38	328,7061	203,991	302,9358
40	328,62	280,15	323,06	295,5013	180,4245	262,5428
50	293,84	251,09	274,36	264,1562	159,9148	222,9624
60	262,15	225,97	229,4	235,143	143,5036	184,2865
70	234,5	206,02	190,28	209,1688	132,4652	146,7593
80	212,24	192,61	160,69	187,2466	127,9678	111,0068
90	196,92	186,96	145,98	170,7024	130,4969	78,80316
100	190,03	189,62	150,09	160,9827	139,5182	55,76914

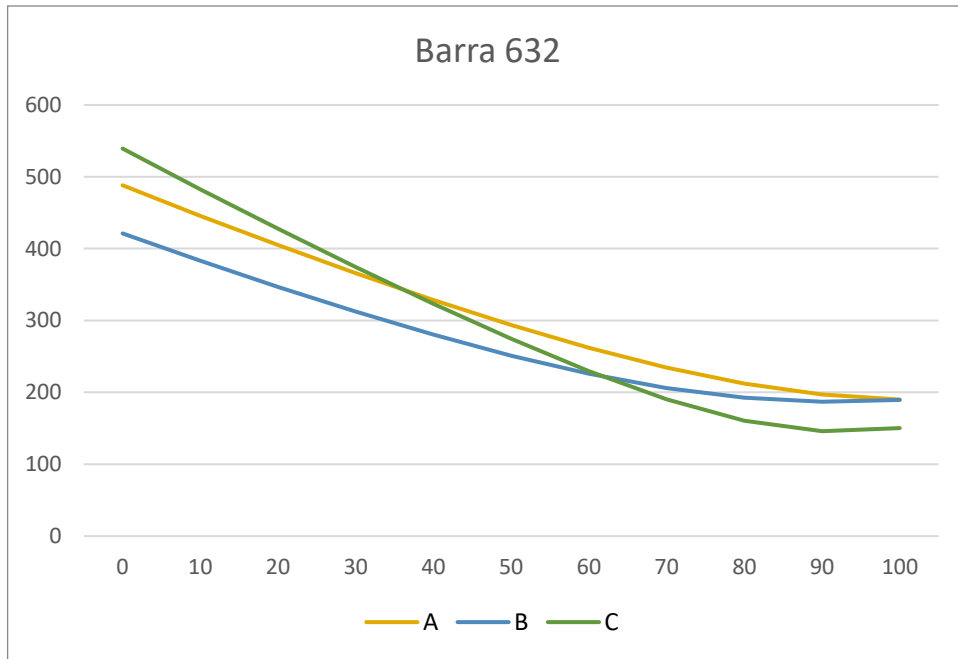
Fonte: O próprio autor.

Nas Figuras 28 e 29 são ilustrados os gráficos da redução da corrente fornecida pela subestação conforme o aumento da inserção de GDs.

Verificou-se que houve uma redução nas correntes vistas pelos relés das barras 632 e 671 conforme a inserção de GD. Para a barra 632 houve uma redução

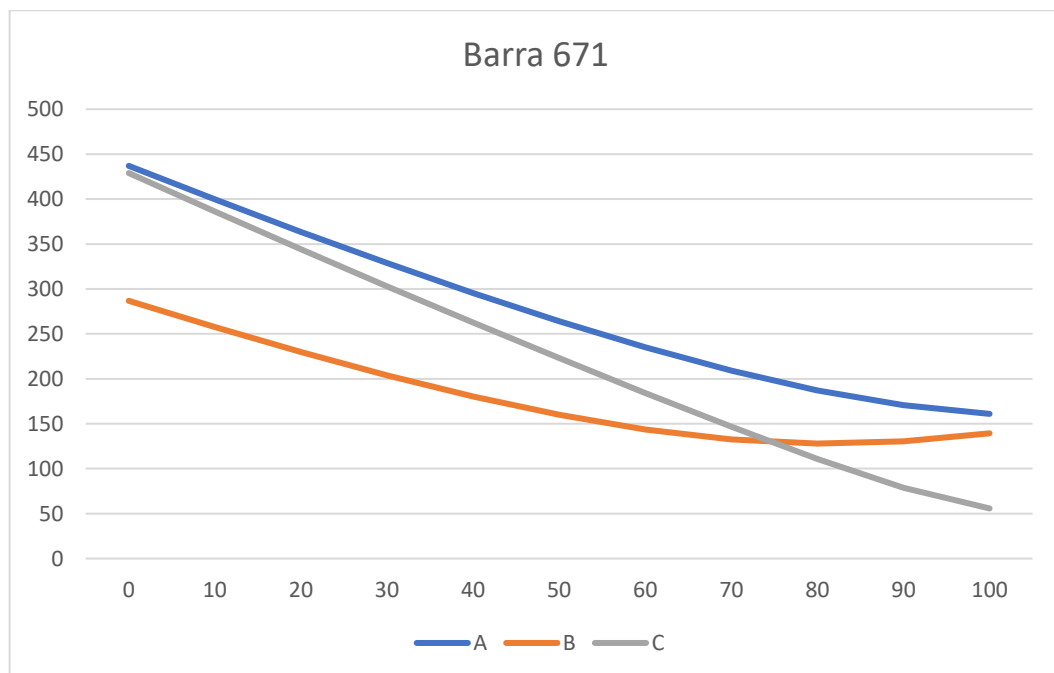
de 61,07% na corrente da fase A, 54,98% na fase B e 72,17% na fase C, na barra 671 houve uma redução de 63,16% na corrente da fase A, 51,35% na fase B e 87% na fase C, para inserção de 100% das GDs. Devido a essas grandes variações, é causada uma redução do alcance nos relés, podendo estes não atuarem em determinados pontos do sistema elétrico.

Figura 28 - Variação das correntes na barra 632 conforme inserção de GDs.



Fonte: O próprio autor.

Figura 29 - Variação das correntes na barra 671 conforme inserção de GDs.



Fonte: O próprio autor.

Foram simulados os curtos-circuitos monofásico, bifásico e trifásico nas barras 632 e 671 com a inserção de GD e com resistência de falta (R_f) igual a 0 Ohm. Nas Tabelas 11, 12 e 13 são apresentados os valores obtidos para os curtos-circuitos monofásico, bifásico e trifásico, respectivamente.

Tabela 11 - Valores das correntes de curto-circuito monofásico em amperes (A) conforme inserção de GD.

% GD	A-N		B-N		C-N	
	632	671	632	671	632	671
0	1978,09	2861,24	1965,54	2849,81	1979,81	2762,84
10	1976,28	2869,76	1973,14	2857,82	1982,62	2770,00
20	1974,38	2877,70	1980,57	2865,31	1985,09	2776,70
30	1972,41	2885,12	1987,84	2872,30	1987,23	2782,97
40	1970,37	2892,03	1994,97	2878,82	1989,08	2788,83
50	1968,27	2898,47	2001,96	2884,90	1990,63	2794,31
60	1966,10	2904,47	2008,82	2890,57	1991,91	2799,45
70	1963,88	2910,04	2015,57	2895,83	1992,92	2804,25
80	1961,61	2915,20	2022,20	2900,72	1993,67	2808,73
90	1959,29	2919,98	2028,72	2905,24	1994,17	2812,92
100	1956,93	2924,38	2035,15	2909,40	1994,42	2816,81

Fonte: O próprio autor.

Verificou-se que as variações em percentuais de 0% a 100% de GD inserida para a barra 632 foram de -1,07% no curto-circuito na fase A, 2,20% na fase B e 3,54% na fase C. Para a barra 671 foram de 2,09% na fase A, 0,74% na fase B e 1,95% na fase C.

Tabela 12 - Valores das correntes de curto-circuito bifásico em amperes (A) conforme inserção de GD.

% GD	A-B		B-C		C-A	
	632	671	632	671	632	671
0	7374,27	3265,72	7445,90	2987,33	7395,47	3079,96
10	7378,37	3270,97	7445,44	2986,75	7404,19	3089,99
20	7382,06	3275,86	7444,63	2985,99	7412,52	3099,67
30	7385,35	3280,41	7443,48	2985,07	7420,47	3109,00
40	7388,25	3284,64	7441,99	2983,97	7428,06	3118,02
50	7390,78	3288,56	7440,20	2982,71	7435,31	3126,76
60	7392,95	3292,18	7438,11	2981,29	7442,23	3135,22
70	7394,78	3295,52	7435,72	2979,73	7448,83	3143,44
80	7396,26	3298,59	7433,04	2978,01	7455,13	3151,41
90	7397,41	3301,40	7430,08	2976,15	7461,13	3159,16
100	7398,23	3303,95	7426,84	2974,15	7466,84	3166,70

Fonte: O próprio autor.

Verificou-se que as variações em percentuais de 0% a 100% de GD inserida para a barra 632 foram de 0,32% no curto-circuito entre as fase A-B, -0,26% entre as fases B-C e 0,96% entre as fase C-A, para a barra 671 foram de 1,17% entre as fase A-B, -0,44% entre as fases B-C e 2,82% entre as fase C-A.

Tabela 13 - Valores das correntes de curto-circuito trifásico em amperes (A) conforme inserção de GD.

	632	671
% GD	A-B-C	A-B-C
0	8550,73	3776,60
10	8550,61	3776,34
20	8550,51	3776,07
30	8550,41	3775,79
40	8550,32	3775,50
50	8550,25	3775,20
60	8550,18	3774,89
70	8550,13	3774,56
80	8550,08	3774,23
90	8550,04	3773,88
100	8550,01	3773,52

Fonte: O próprio autor.

Verificou-se que as variações em percentuais de 0% a 100% de GD inserida para a barra 632 foi de -0,01% no curto-circuito entre as fases A-B-C, e para a barra 671 foi de -0,08% entre as fases A-B-C.

Desta forma, como as variações foram mínimas, não houve a necessidade de implementar uma proteção adaptativa para a função de sobrecorrente de fase instantânea (50).

Desta forma, a partir dos ajustes da proteção de sobrecorrente temporizada de fase (51) e com os resultados do fluxo de carga da Tabela 10, e de acordo com o fluxograma da proteção adaptativa da Figura 13, foram calculados os valores de *pickup* de acordo com a maior corrente entre as fases e multiplicada pelo valor de KP = 1,20, e assim mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 - Valores de *pickups* (X CT) calculados conforme valores das correntes (A).

% GD	F35-1 (Barra 632)				F35-2 (Barra 671)			
	A	B	C	PICKUP	A	B	C	PICKUP
0	488,16	421,17	539,3	1,078	436,97	286,78	428,99	1,048
10	445,82	383,12	482,74	0,965	399,59	257,57	386,12	0,959
20	404,98	346,72	427,71	0,855	363,46	229,87	344,12	0,872
30	365,82	312,25	374,38	0,748	328,70	203,99	302,93	0,788
40	328,62	280,15	323,06	0,657	295,50	180,42	262,54	0,709
50	293,84	251,09	274,36	0,587	264,15	159,91	222,96	0,633
60	262,15	225,97	229,4	0,524	235,14	143,50	184,28	0,564
70	234,5	206,02	190,28	0,469	209,17	132,46	146,76	0,502
80	212,24	192,61	160,69	0,424	187,24	127,97	111,00	0,449
90	196,92	186,96	145,98	0,393	170,70	130,49	78,80	0,409
100	190,03	189,62	150,09	0,380	160,98	139,52	55,76	0,386

Fonte: O próprio autor.

Os valores em destaque são os maiores valores de corrente entre as fases A, B e C, sendo que o CLP adotou para fazer o cálculo do novo ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada de fase.

Após calculados todos os valores em simulações via *software* DlgSILENT® e testes de bancada, foram realizados os testes com uma caixa de testes hexafásica, com injeção de 6 (seis) correntes, sendo 3 (três) para a barra 632 e 3 (três) para a barra 671. Os valores da Tabela 14 foram recalculados para valores secundários conforme sua relação de transformação e apresentados na Tabela 15.

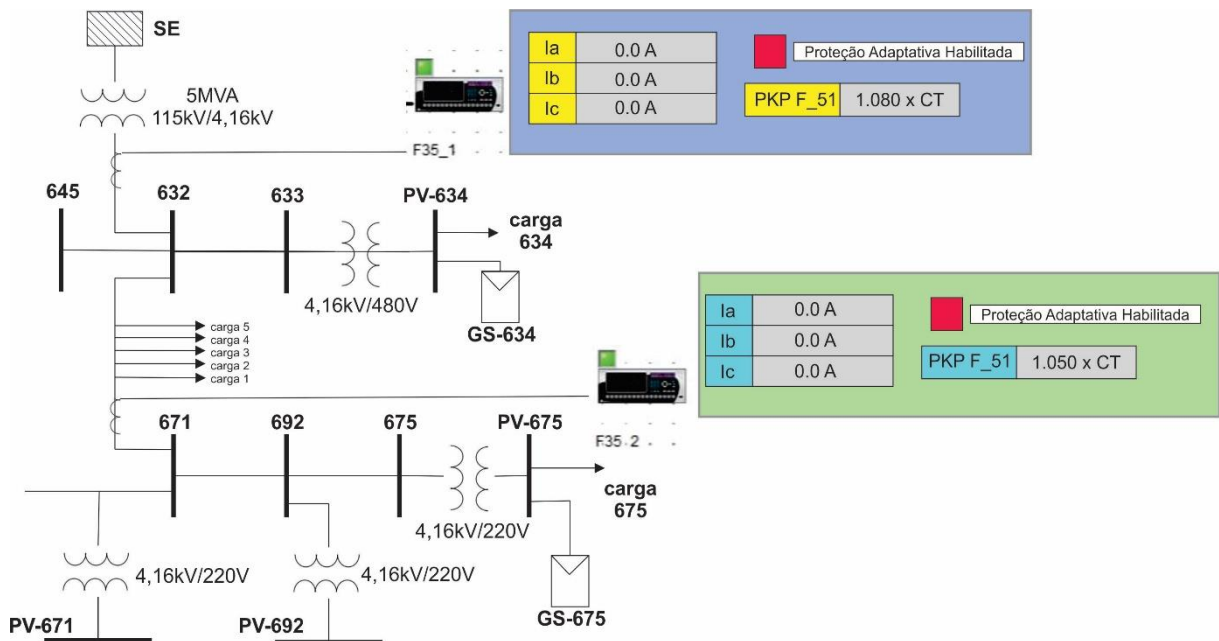
Tabela 15 - Valores de correntes (A) secundárias utilizando a caixa de testes hexafásica.

% GD	F35-1 (Barra 632)				F35-2 (Barra 671)			
	A	B	C	PKP (X CT)	A	B	C	PKP (X CT)
0	4,07	3,51	4,5	1,08	4,37	2,87	4,29	1,05
10	3,72	3,19	4,02	0,964	4	2,58	3,86	0,96
20	3,38	2,89	3,56	0,854	3,63	2,3	3,44	0,871
30	3,05	2,6	3,12	0,748	3,29	2,04	3,03	0,789
40	2,74	2,33	2,69	0,657	2,96	1,8	2,63	0,710
50	2,45	2,1	2,29	0,588	2,64	1,6	2,23	0,633
60	2,19	1,88	1,91	0,525	2,35	1,44	1,84	0,564
70	1,96	1,72	1,59	0,470	2,1	1,32	1,47	0,504
80	1,77	1,61	1,34	0,424	1,87	1,28	1,11	0,448
90	1,64	1,56	1,22	0,393	1,71	1,31	0,79	0,410
100	1,58	1,58	1,25	0,379	1,61	1,4	0,56	0,386

Fonte: O próprio autor.

Inicialmente, foram realizados os testes para verificação do programa conforme o fluxograma da Figura 13, e se estava funcionando adequadamente, sendo que a proteção adaptativa está habilitada conforme o *status*, isto é, quando o botão está vermelho e desabilitada quando o botão está verde. Assim foram realizados os testes sem injeção de correntes, com correntes acima dos valores pré-definidos, I_{max} , e com a maior corrente por fase, sendo mostrados nas Figuras 30 e 31.

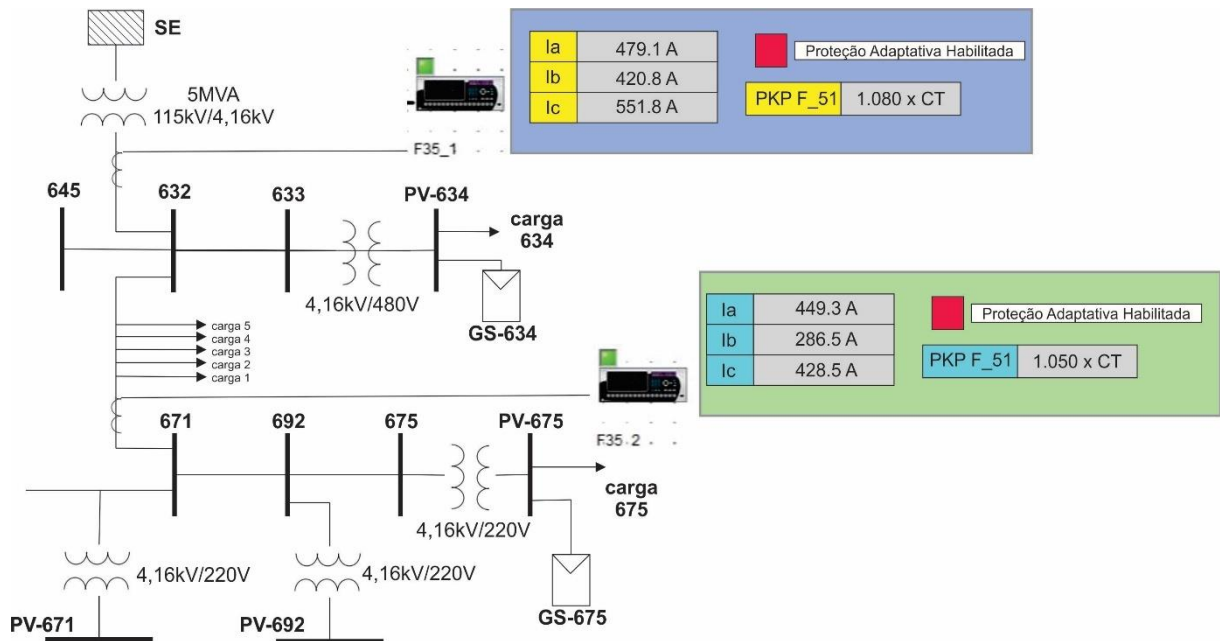
Figura 30 - Simulação sem injeção de correntes.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 30 são apresentados os valores de *pickups* originais, ou seja, conforme a proteção adaptativa para valor igual a 0, sendo que estes não deveriam se alterar.

Figura 31 - Correntes maiores que 540 A (Barra 632) e 437 A (Barras 671).

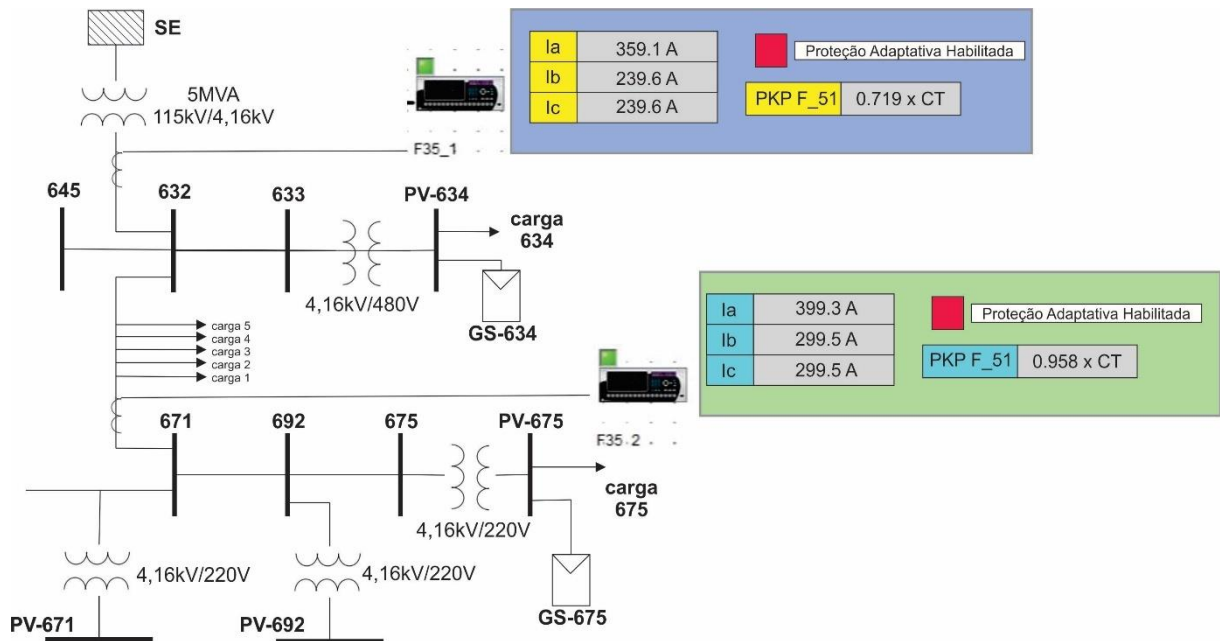


Fonte: O próprio autor.

Na Figura 31 são apresentados que as correntes estavam maiores que 540 A e 437 A nas barras 632 e 671 respectivamente, sendo que os valores de *pickups* devem se manter originais, ou seja, em 1,08 X CT (F35-1) e 1,05 X CT (F35-2) conforme a proteção adaptativa.

Após a realização dos testes de correntes iguais a zero e maiores que 540 A e 437 A das barras 632 e 671, respectivamente, sendo que os valores de *pickup* se mantêm em seus valores originais, foram testados os valores calculados para os *pickups* conforme o valor da maior corrente entre as fases, para isso aplicou-se correntes maiores na fase A, B e C nos relés das barras 632 e 671, validando o algoritmo, sendo mostrados nas Figuras 32 a 34.

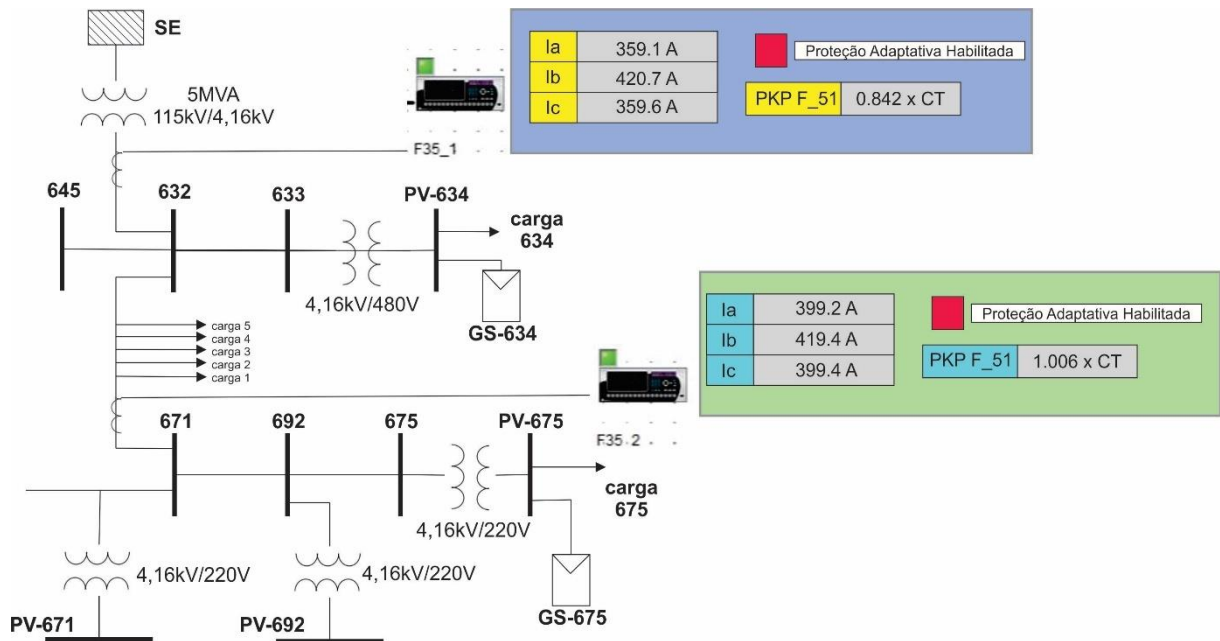
Figura 32 - Corrente da fase A maior.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 32, mostrou-se que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 359,1 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 359,1 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 430,92 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,719 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 399,3 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 399,3 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 479,16 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,958 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

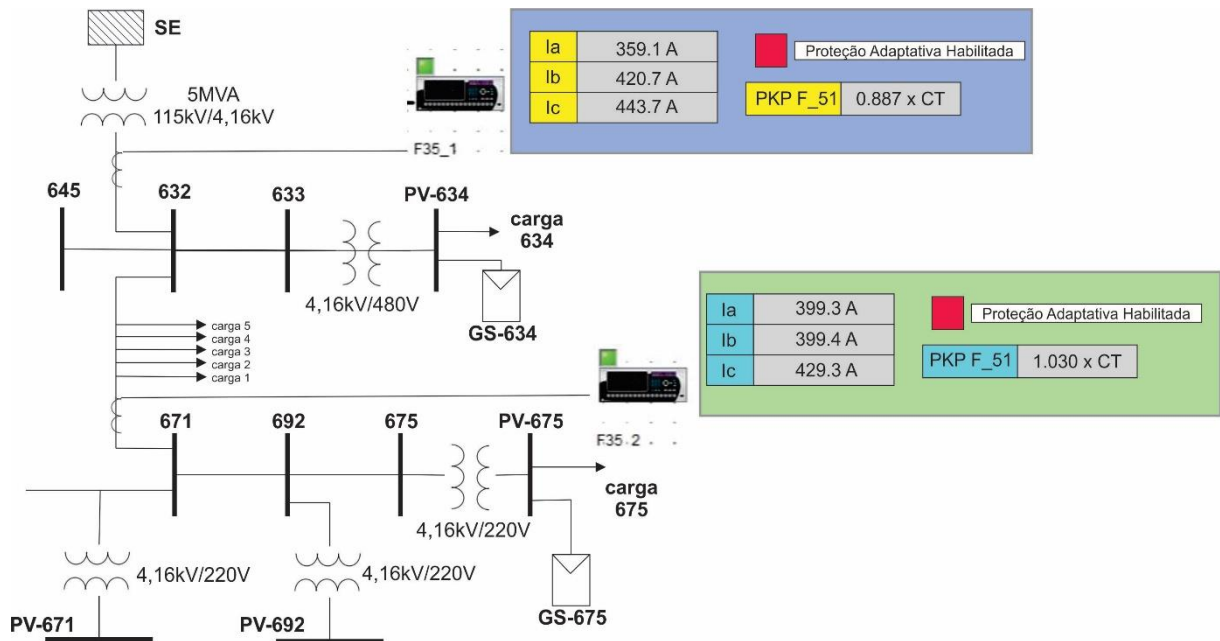
Figura 33 - Corrente da fase B maior.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 33, mostrou-se que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase B com 420,7 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 420,7 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 504,84 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,842 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase B com 419,4 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 419,4 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 503,28 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 1,006 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

Figura 34 - Corrente da fase C maior.



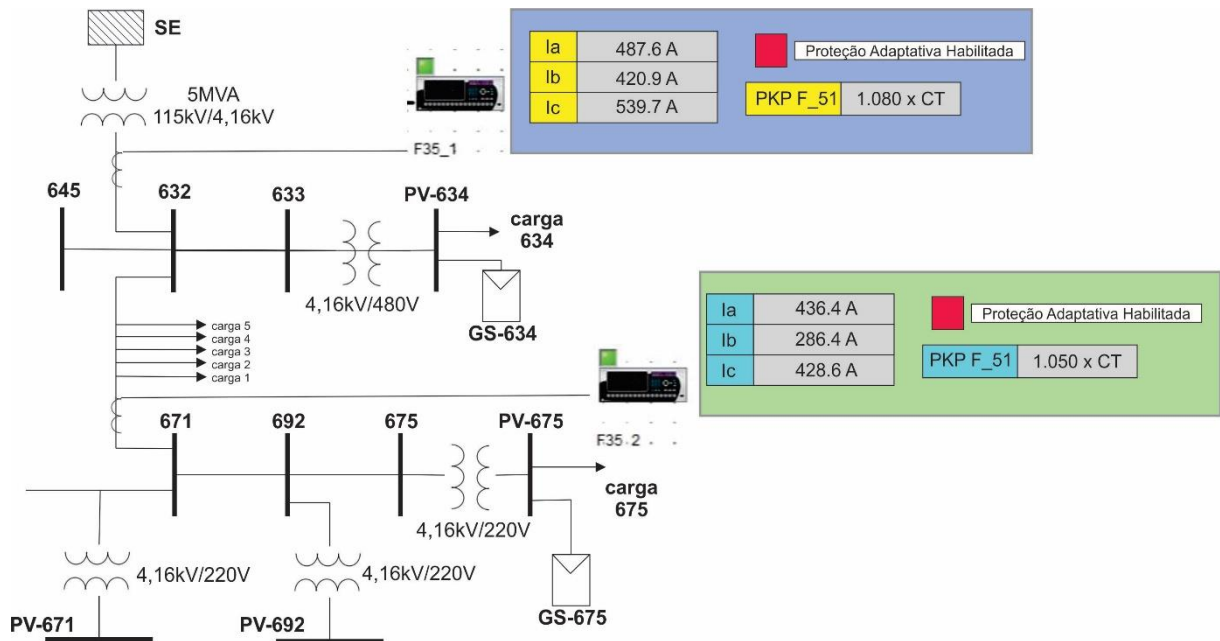
Fonte: O próprio autor.

Na Figura 34, mostrou-se que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase C com 443,7 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 443,7 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 532,44 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,887 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase C com 429,3 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 429,3 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 515,16 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 1,030 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

Realizados os testes de maior corrente entre as fases, foram iniciados os testes com os valores de correntes secundárias utilizando a caixa de testes conforme dados da Tabela 15, sendo programada a caixa de testes PONOVO através do *software* Power Test utilizando o módulo de sequência de estados, sendo que cada estado teve a duração de 3 minutos, verificando-se os valores de *pickup* previamente calculados com os assumidos pelos relés F35-1 e F35-2.

Foram adotados neste trabalho os valores de $\Delta\%$ em 3% e de Δt em 5 segundos conforme o fluxograma na Figura 13.

Figura 35 - GD com 0% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 35, mostrou-se o sistema elétrico sem a inserção de GD, sendo notado que os valores de *pickups* se mantiveram nos valores originais, ou seja, em 1,08 X CT (F35-1) e 1,05 X CT (F35-2) conforme a proteção adaptativa implementada. Considerou-se um erro de +/- 0,1% da corrente nominal do TC primário ou +/- 0,25% da leitura da corrente atual, sendo considerado o maior erro entre eles, conforme Figura 36.

Figura 36 - Precisão da leitura das correntes no Relé GE Multilin UR F35.

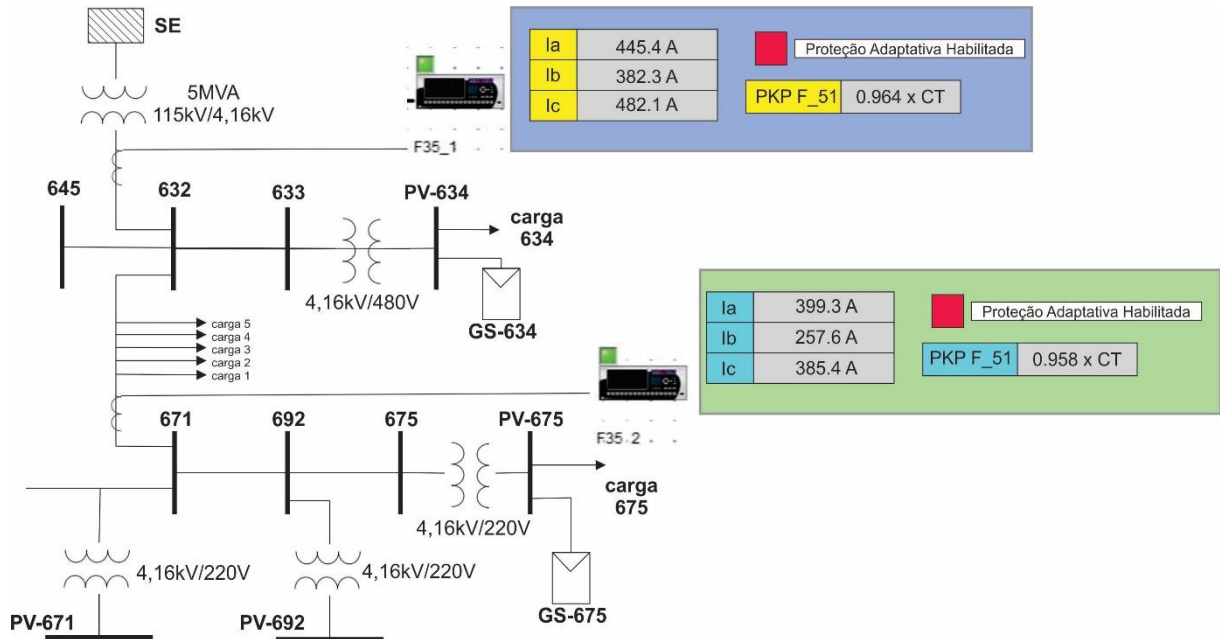
RMS CURRENT: PHASE, NEUTRAL, AND GROUND

Accuracy at

0.1 to 2.0 × CT rating:	±0.25% of reading or ±0.1% of rated (whichever is greater)
> 2.0 × CT rating:	±1.0% of reading

Fonte: (GE Multilin, 2018).

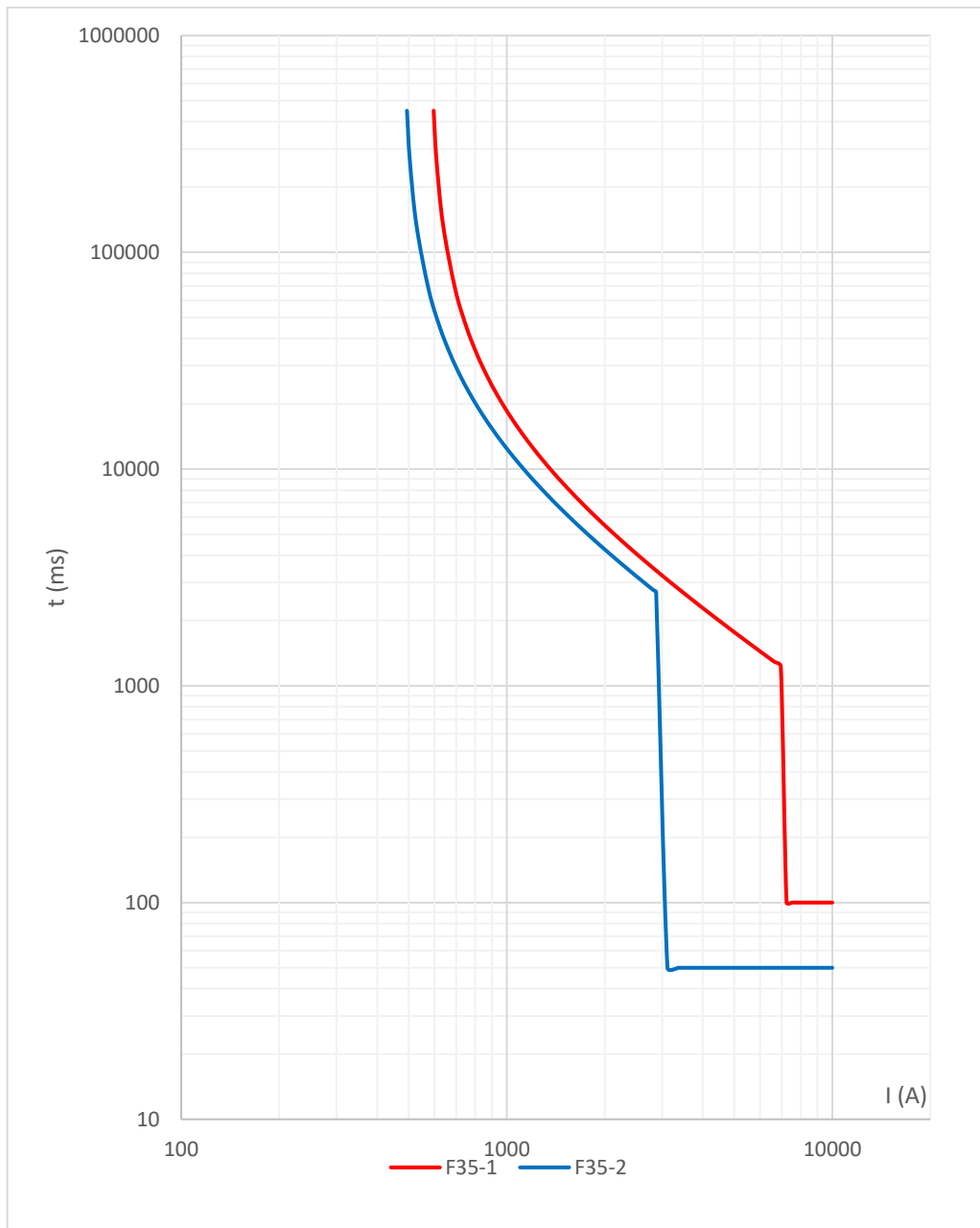
Figura 37 - GD com 10% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 37, mostrou-se uma inserção de 10% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase C com 482,1 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 482,1 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 578,52 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,964 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 399,3 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 399,3 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 479,16 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,958 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

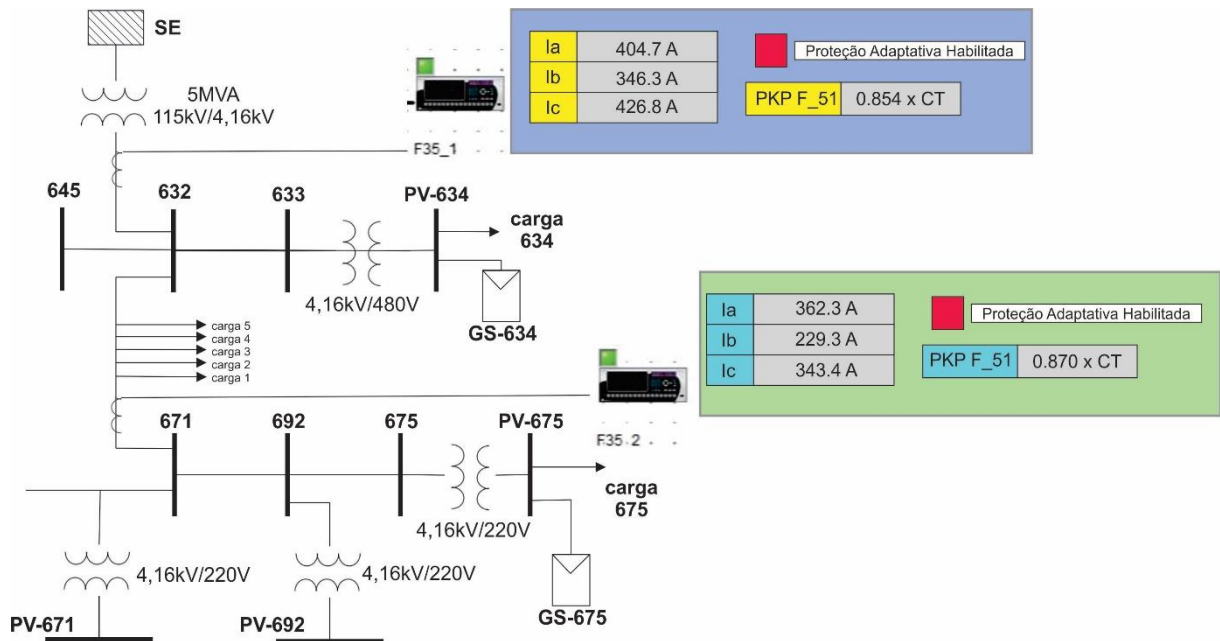
Figura 38 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 10% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 38, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 10% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

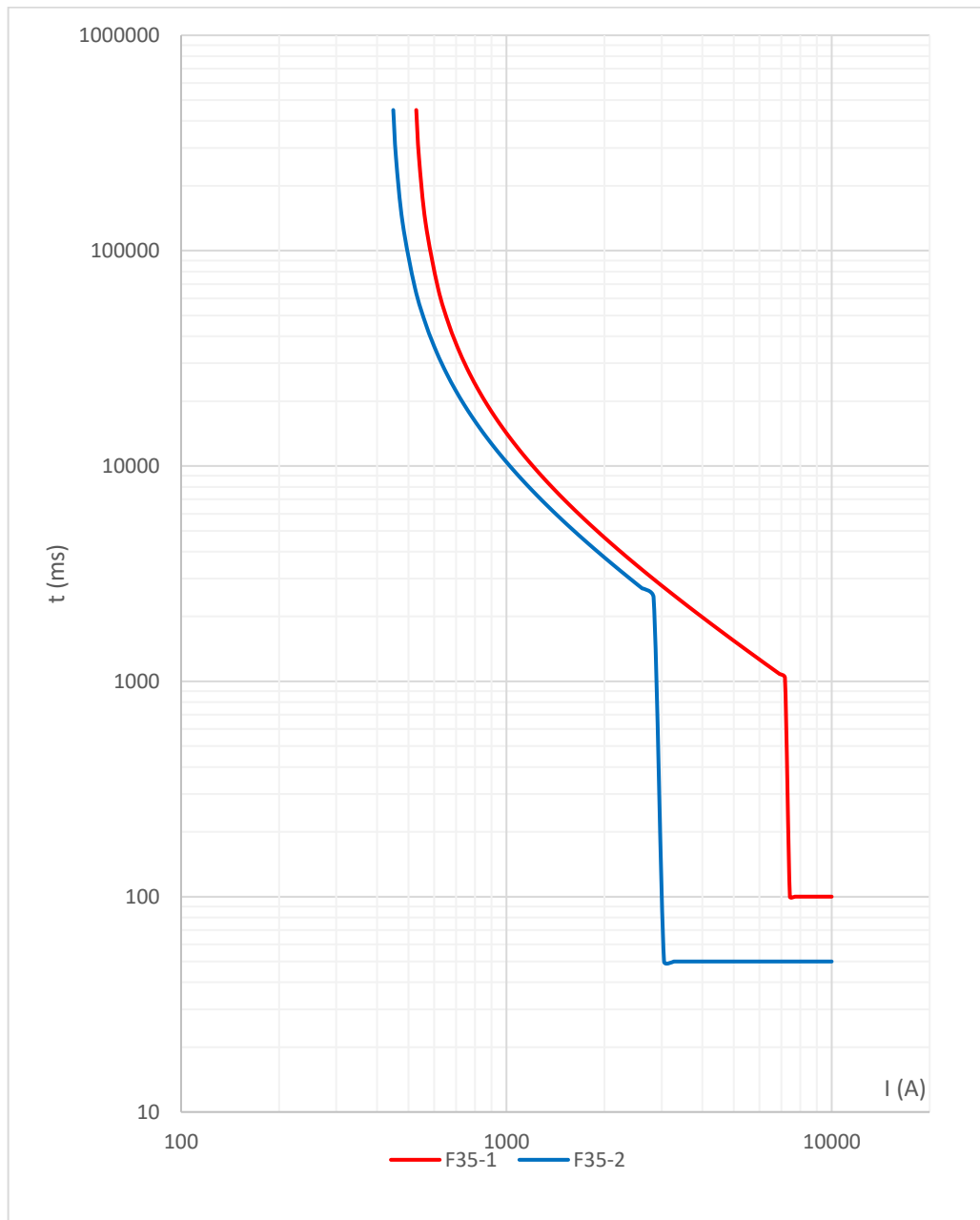
Figura 39 - GD com 20% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 39, mostrou-se uma inserção de 20% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase C com 426,8 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 426,8 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 512,16 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,854 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 362,3 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 362,3 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 434,76 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,870 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

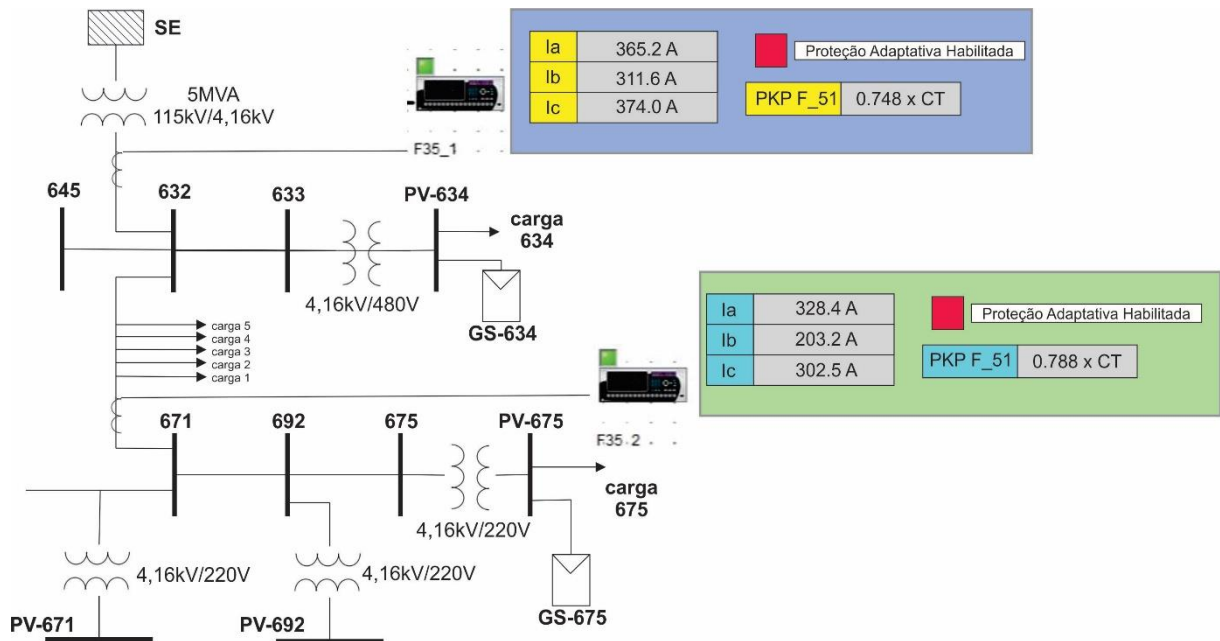
Figura 40 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 20% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 40, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 20% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

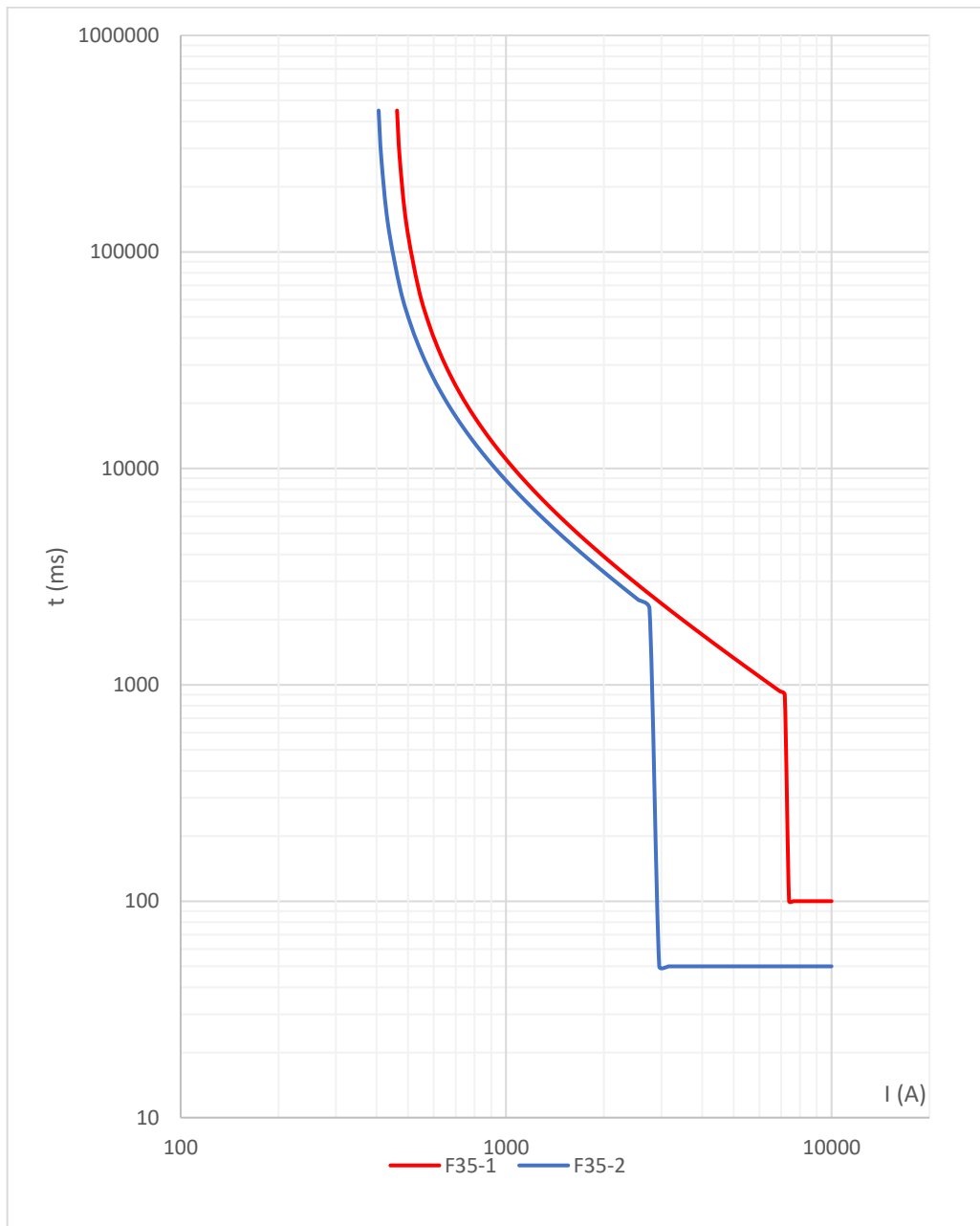
Figura 41 - GD com 30% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 41, mostrou-se uma inserção de 30% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase C com 374,0 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 374,0 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 448,8 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,748 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 328,4 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 328,4 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 394,08 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,788 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

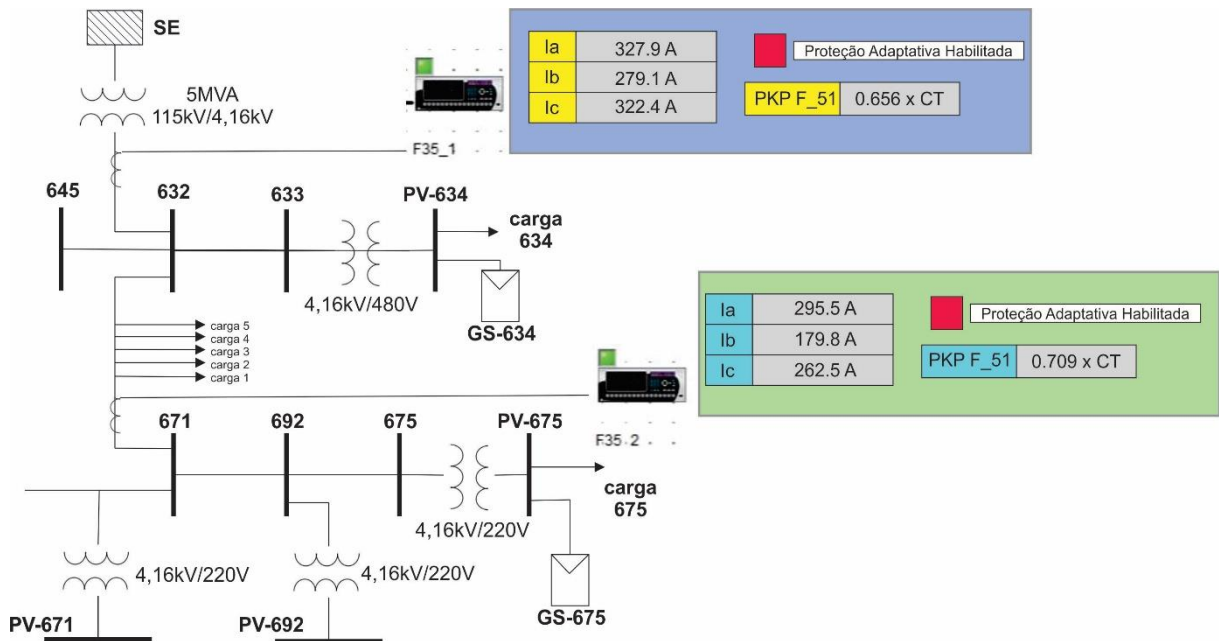
Figura 42 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 30% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 42, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 30% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

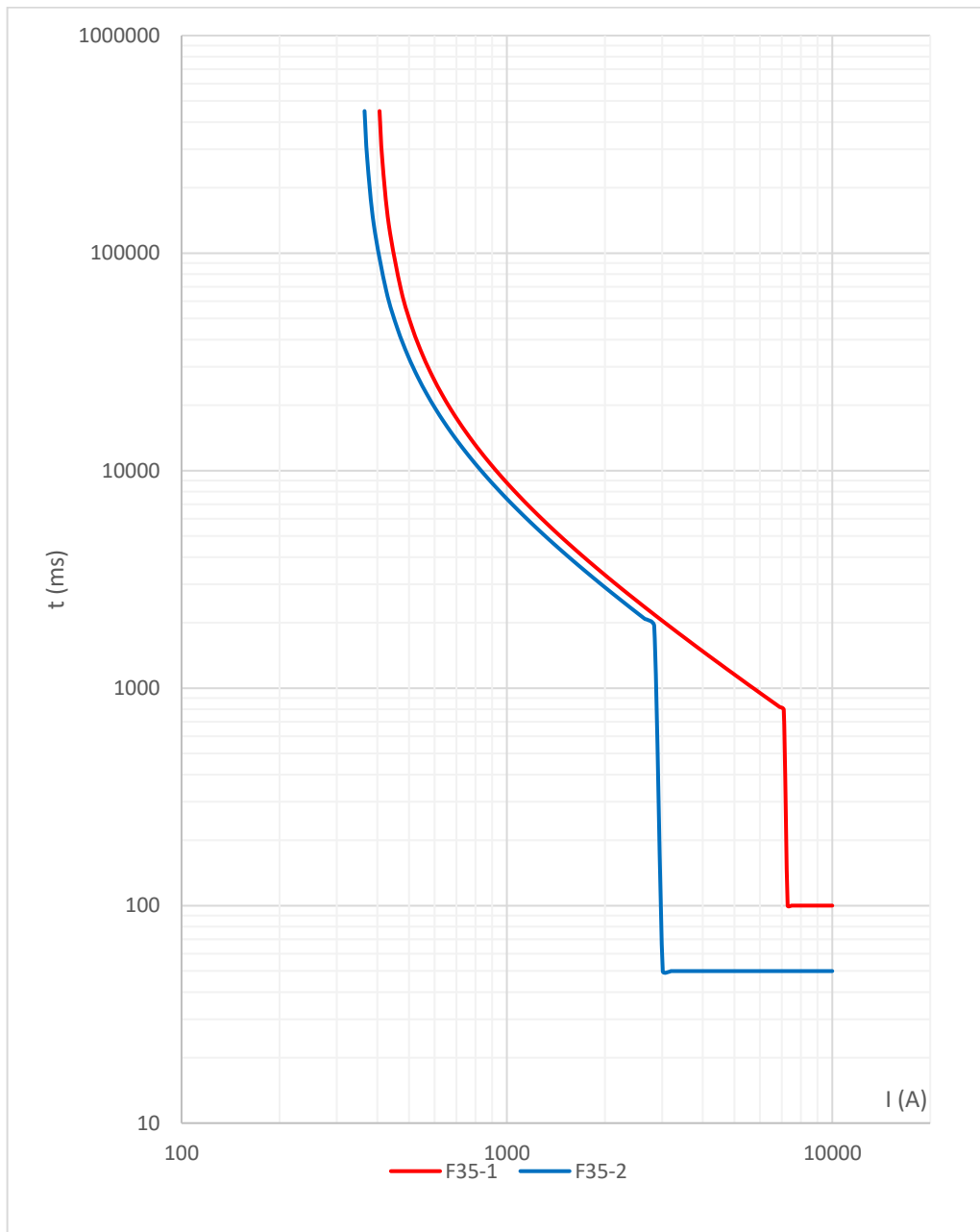
Figura 43 - GD com 40% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 43 mostrou-se uma inserção de 40% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 327,9 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 327,9 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 393,48 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,656 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 295,5 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 295,5 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 354,6 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,709 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

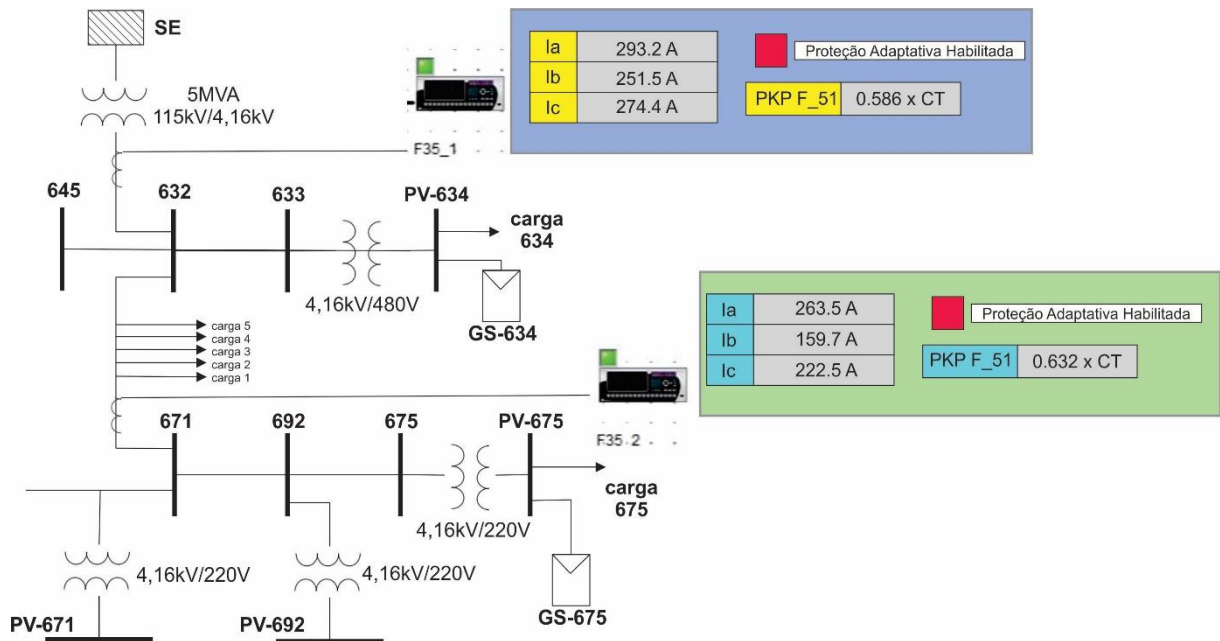
Figura 44 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 40% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 44, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 40% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

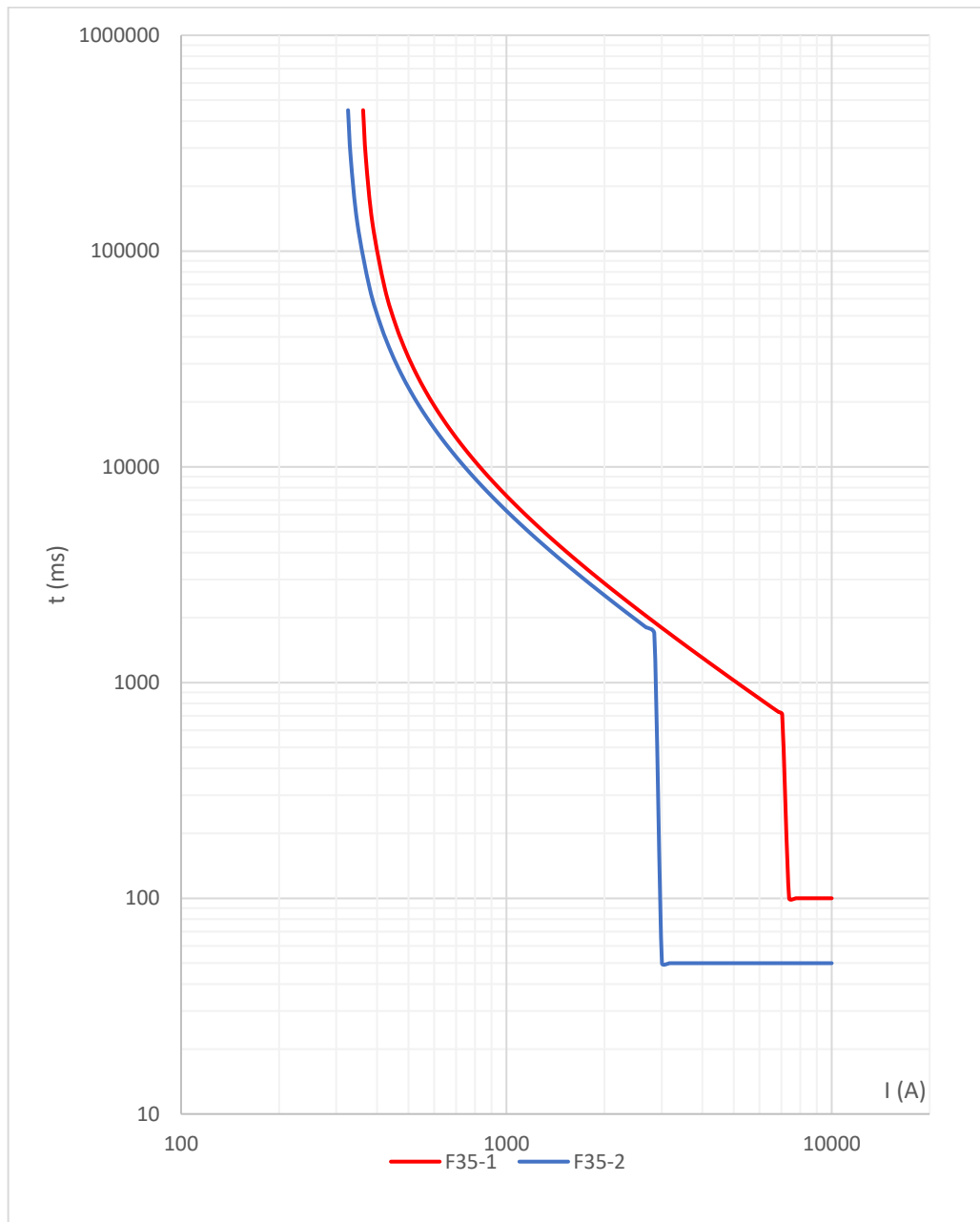
Figura 45 - GD com 50% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 45, mostrou-se uma inserção de 50% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 293,2 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 293,2 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 351,84 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,586 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 263,5 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 263,5 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 316,2 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,632 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

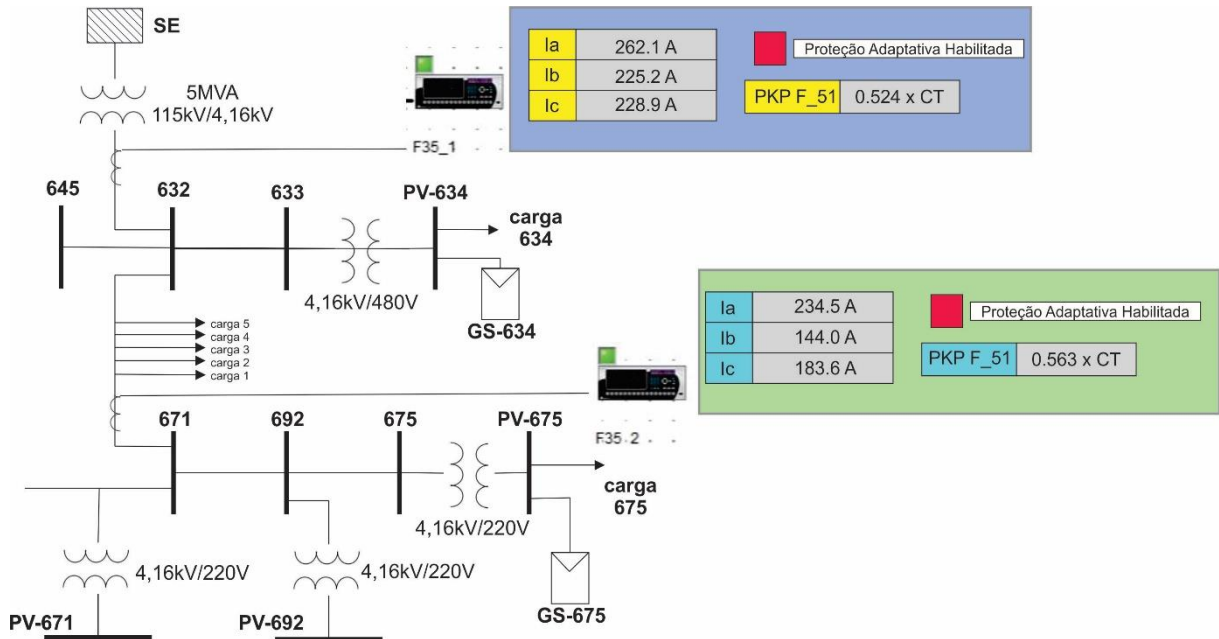
Figura 46 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 50% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 46, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 50% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

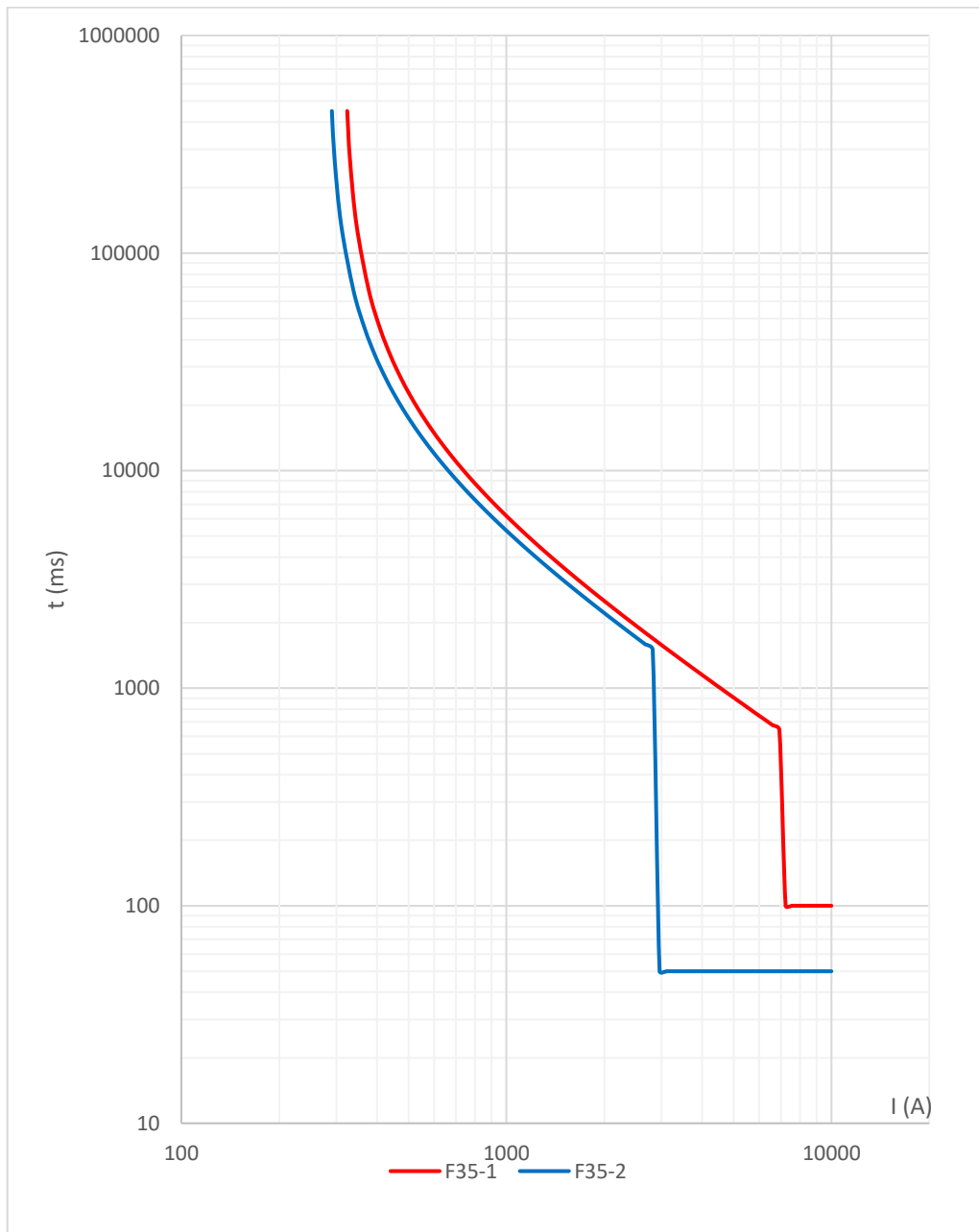
Figura 47 - GD com 60% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 47, mostrou-se uma inserção de 60% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 262,1 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 262,1 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 314,52 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,524 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 234,5 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 234,5 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 281,4 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,563 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

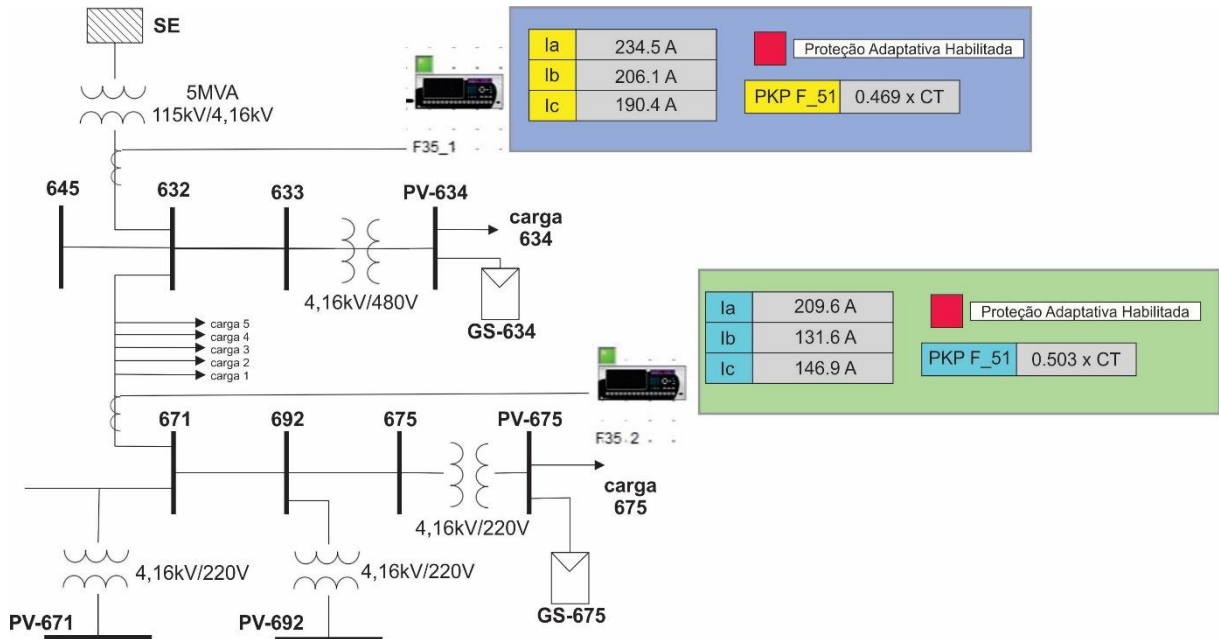
Figura 48 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 60% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 48, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 60% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

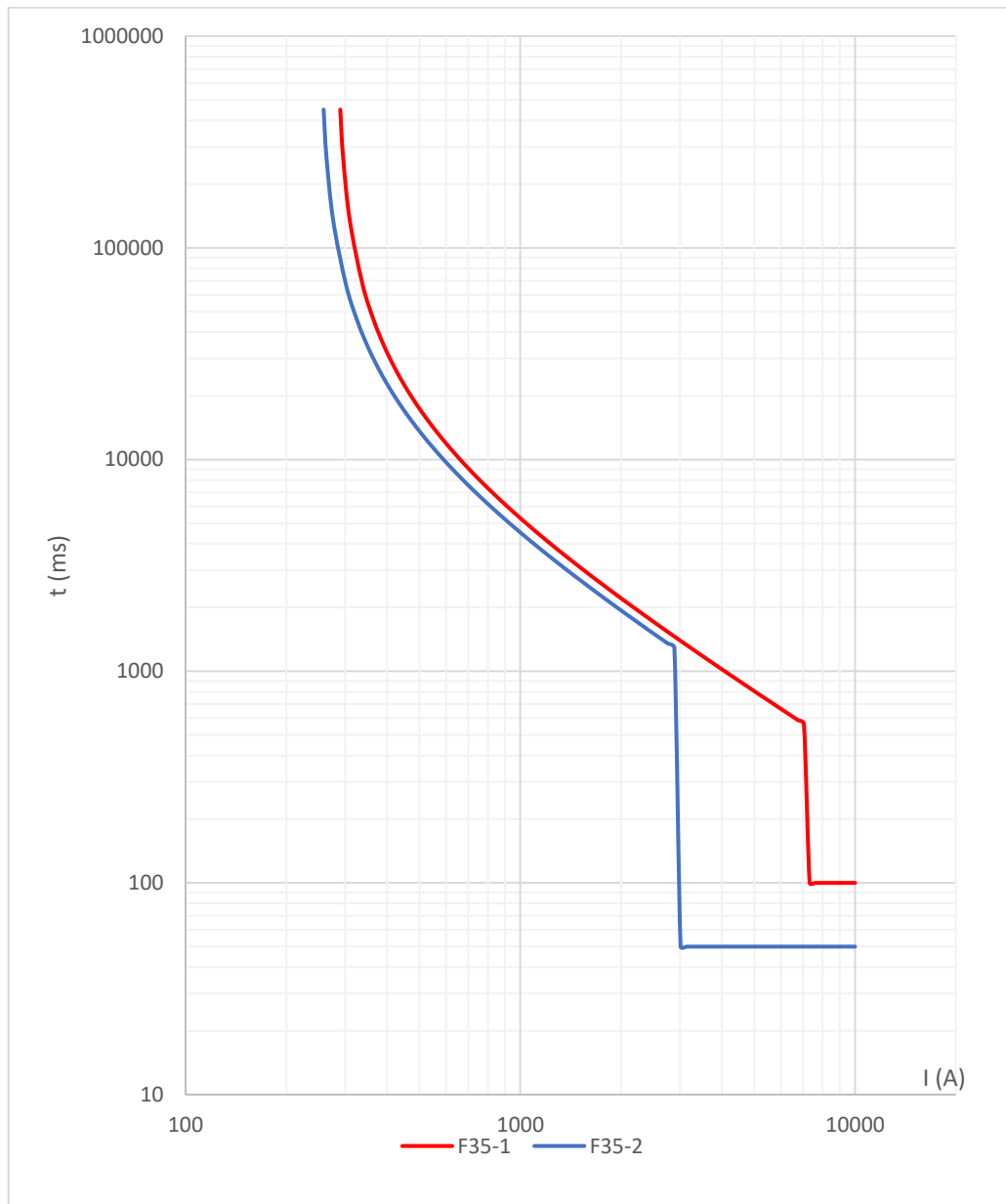
Figura 49 - GD com 70% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 49 mostrou-se uma inserção de 70% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 234,5 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 234,5 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 281,4 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,469 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 209,6 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 209,6 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 251,52 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,503 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

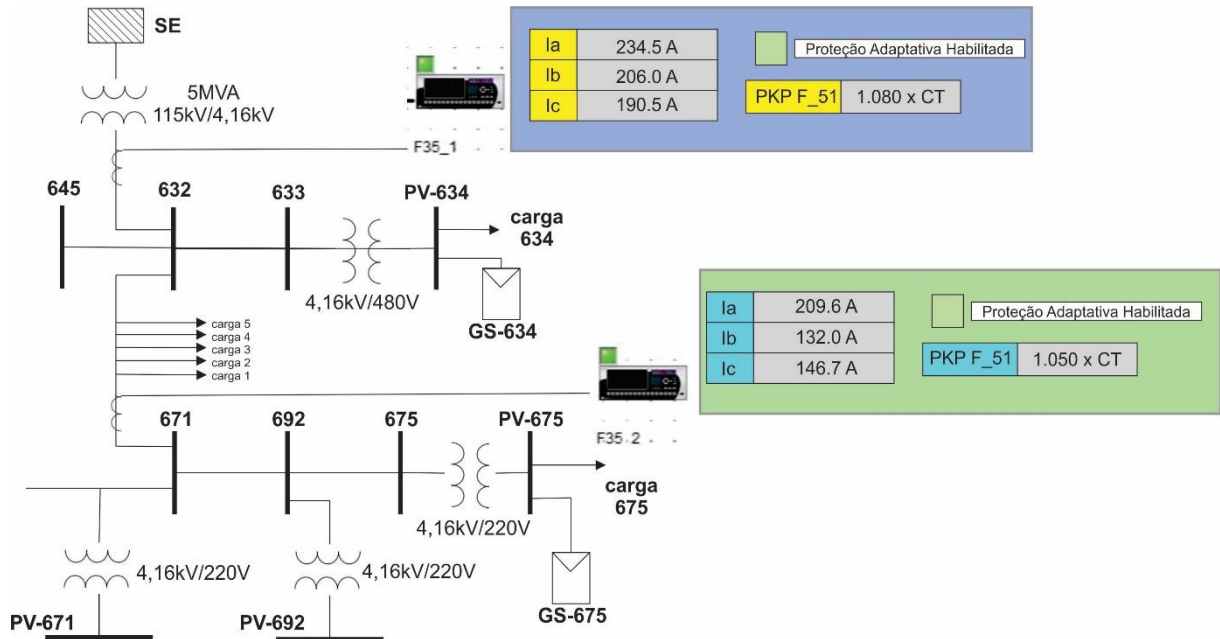
Figura 50 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 70% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 50, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 70% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

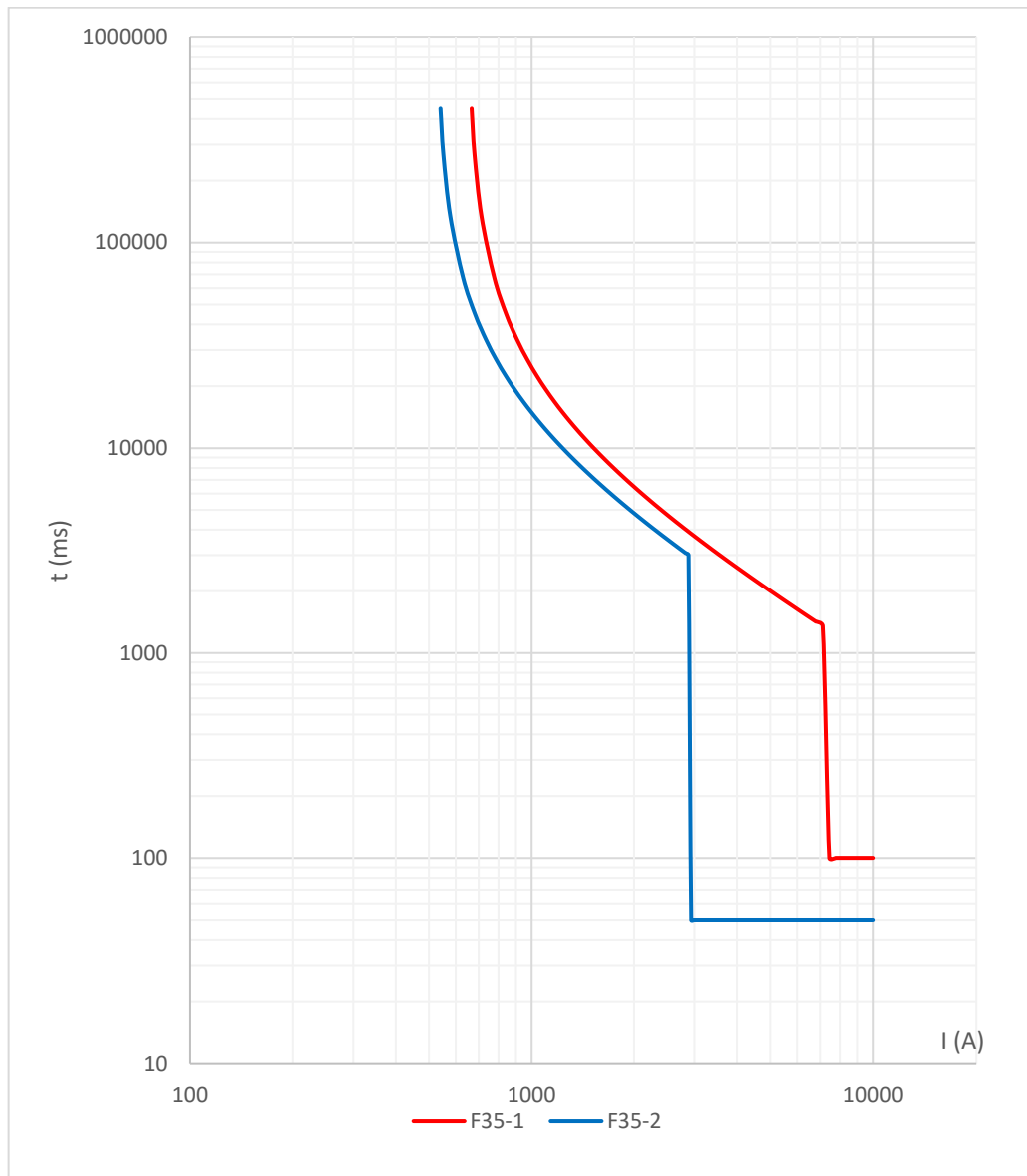
Figura 51 - GD com 70% de inserção com a proteção adaptativa desabilitada.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 51, mostrou-se uma inserção de 70% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 234,5 A. Neste caso, a proteção adaptativa está desabilitada conforme mostra o status, sendo que verde está desabilitada. Verificou-se que o *pickup* foi para seu valor original de 1,08 x CT. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 209,6 A. Verificou-se que o *pickup* foi para seu valor original de 1,05 x CT.

Figura 52 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com a proteção adaptativa desabilitada com 70% de GD.

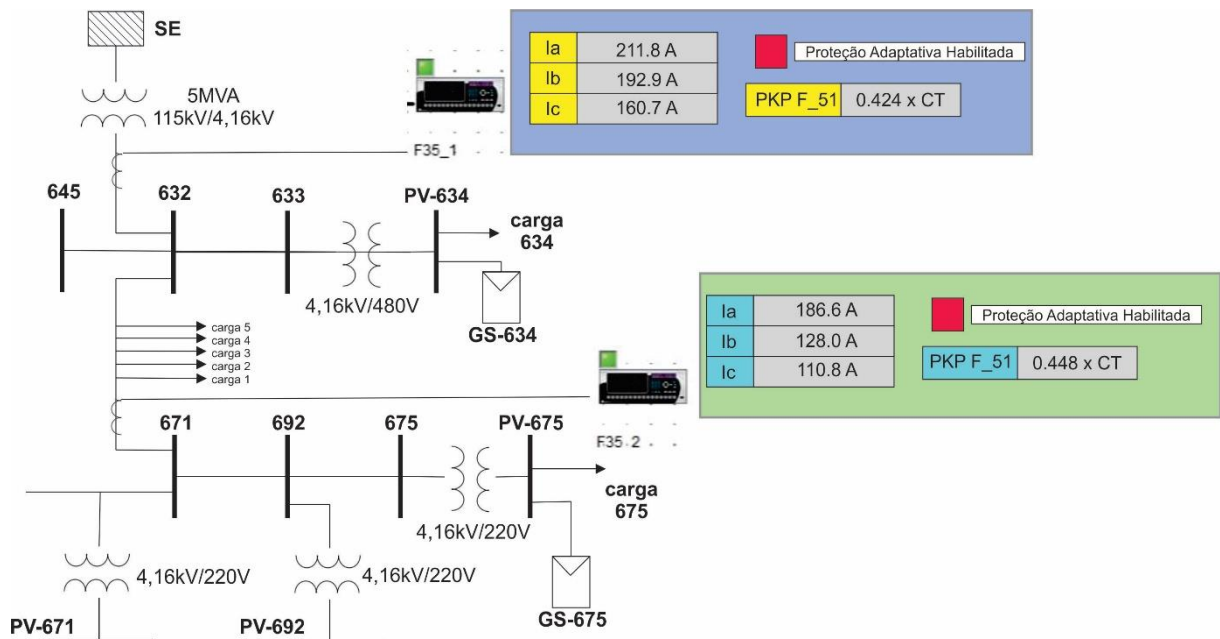


Fonte: O próprio autor.

Na Figura 52, mostrou-se que houve coordenação, mas o tempo de atuação sem a proteção adaptativa habilitada tornou-se maior, isto é, com a proteção adaptativa habilitada no relé da barra 632, tem-se um *pickup* de $0,469 \times CT = 281,4$ A e com uma sobrecorrente de 3 vezes o valor de *pickup* ($1,407 \times CT = 844,2$ A), o tempo de atuação seria de 6,75 s. Com a proteção adaptativa desabilitada, o tempo de atuação para esta mesma corrente é de 44,59 s, conforme (3), aumentado assim em mais de 6 vezes o tempo de atuação. E com a proteção adaptativa habilitada no relé da barra 671, tem-se um *pickup* de $0,503 \times CT = 251,5$ A e com uma

sobrecorrente de três vezes o valor de *pickup* ($1,509 \times CT = 754,5 \text{ A}$), o tempo de atuação seria de 6,75 s. Com a proteção adaptativa desabilitada, o tempo de atuação para esta mesma corrente é de 30,88 s, conforme (3), aumentado assim em mais de 4 vezes o tempo de atuação.

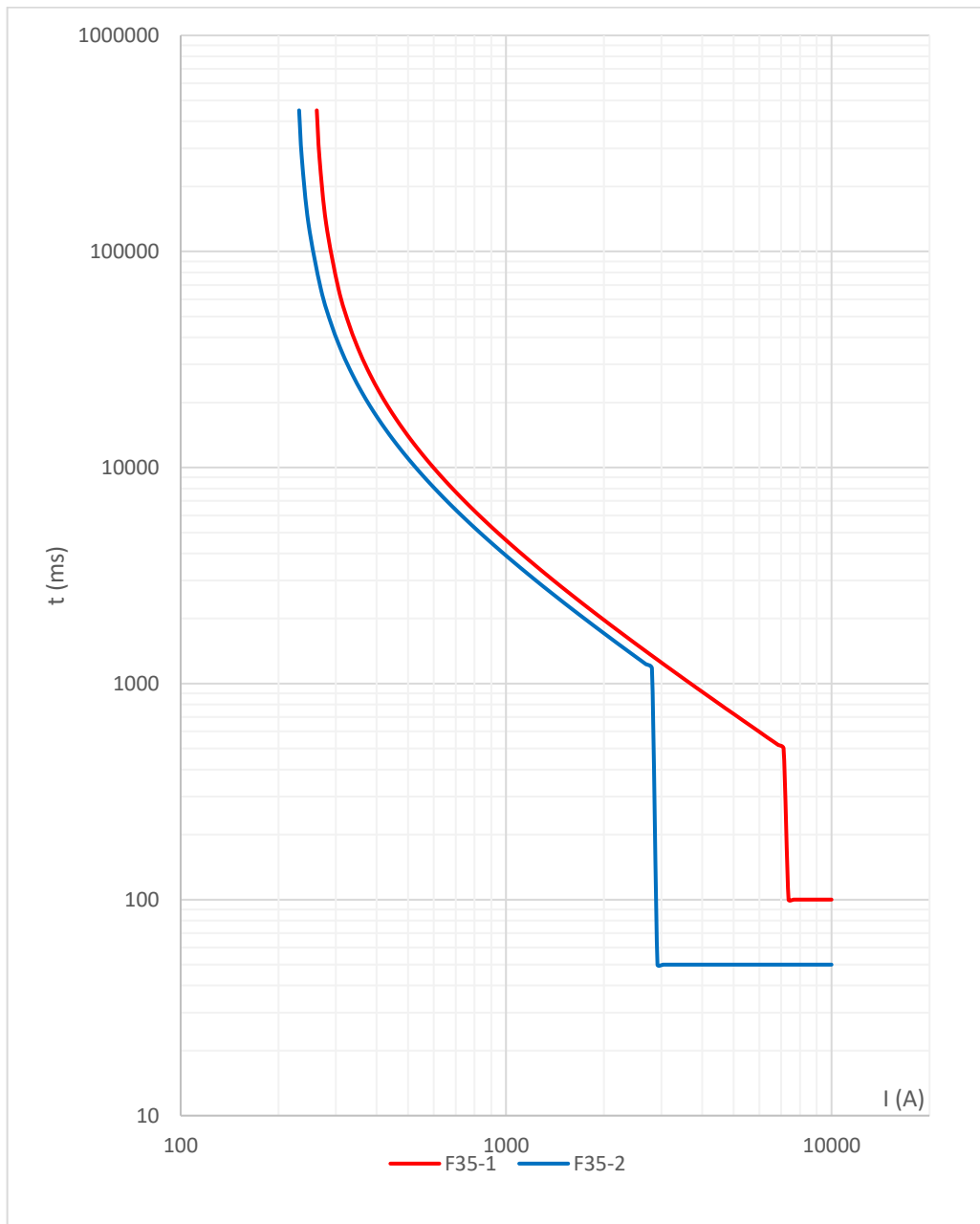
Figura 53 - GD com 80% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 53, mostrou-se uma inserção de 80% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 211,8 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 211,8 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 254,16 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de $0,424 \times CT$, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 186,6 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 186,6 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 223,92 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de $0,448 \times CT$, sendo este o novo valor de *pickup*.

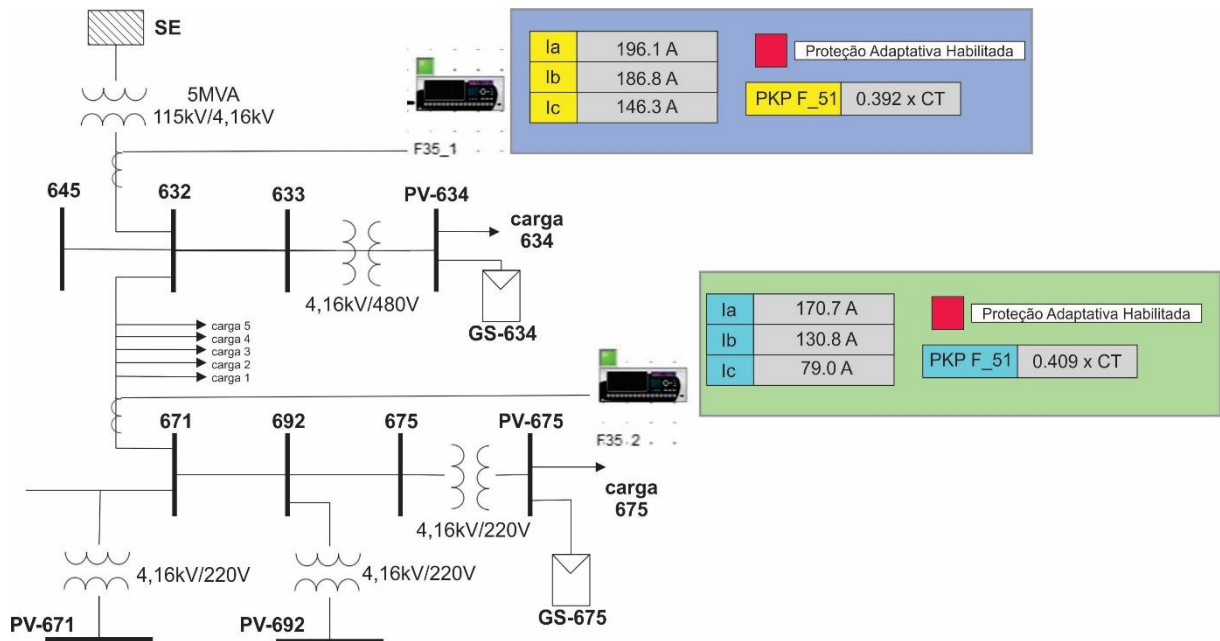
Figura 54 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 80% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 54, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 80% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

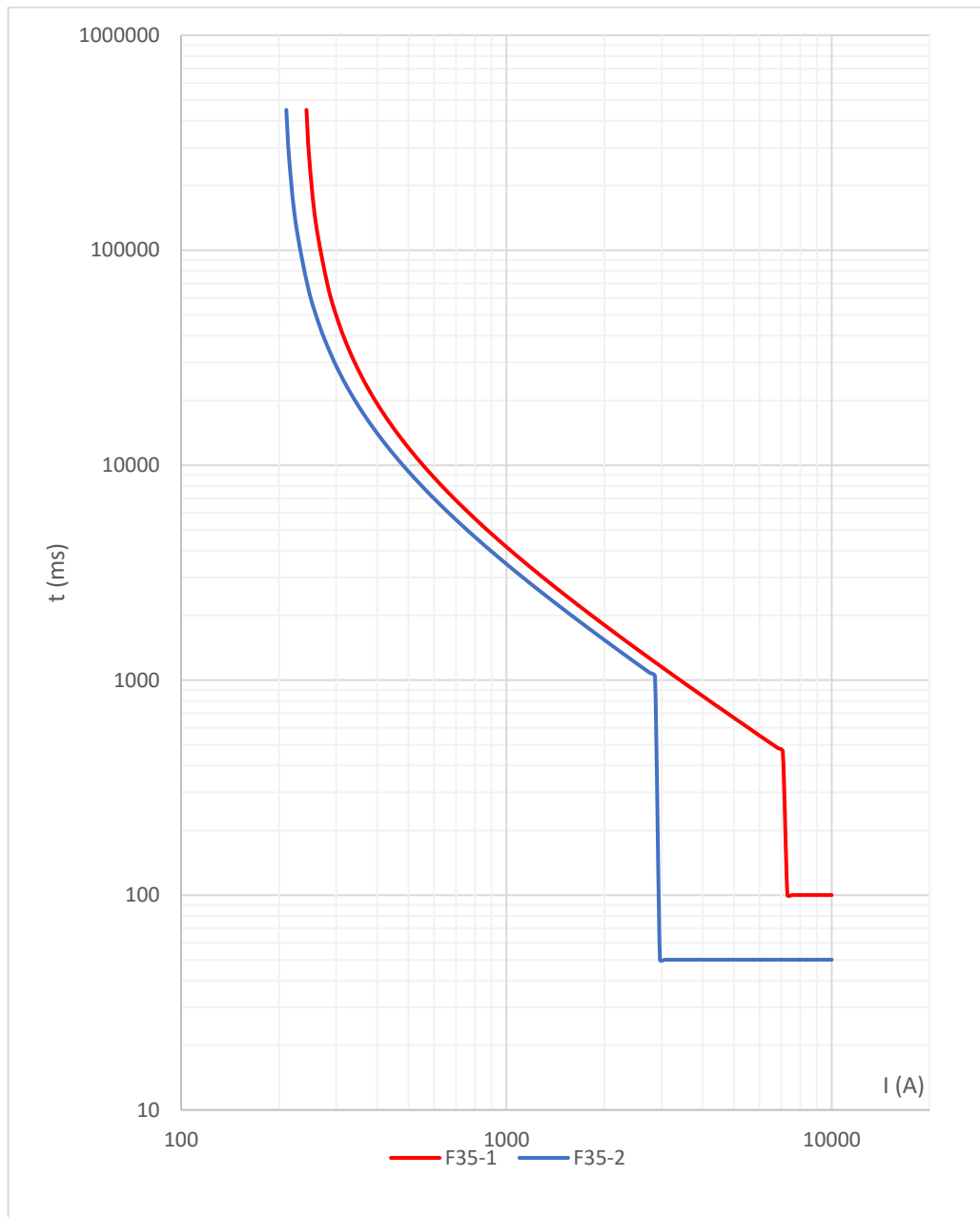
Figura 55 - GD com 90% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 55, mostrou-se uma inserção de 90% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 196,1 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 196,1 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 235,32 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,392 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 170,7 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 170,7 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 204,84 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,409 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

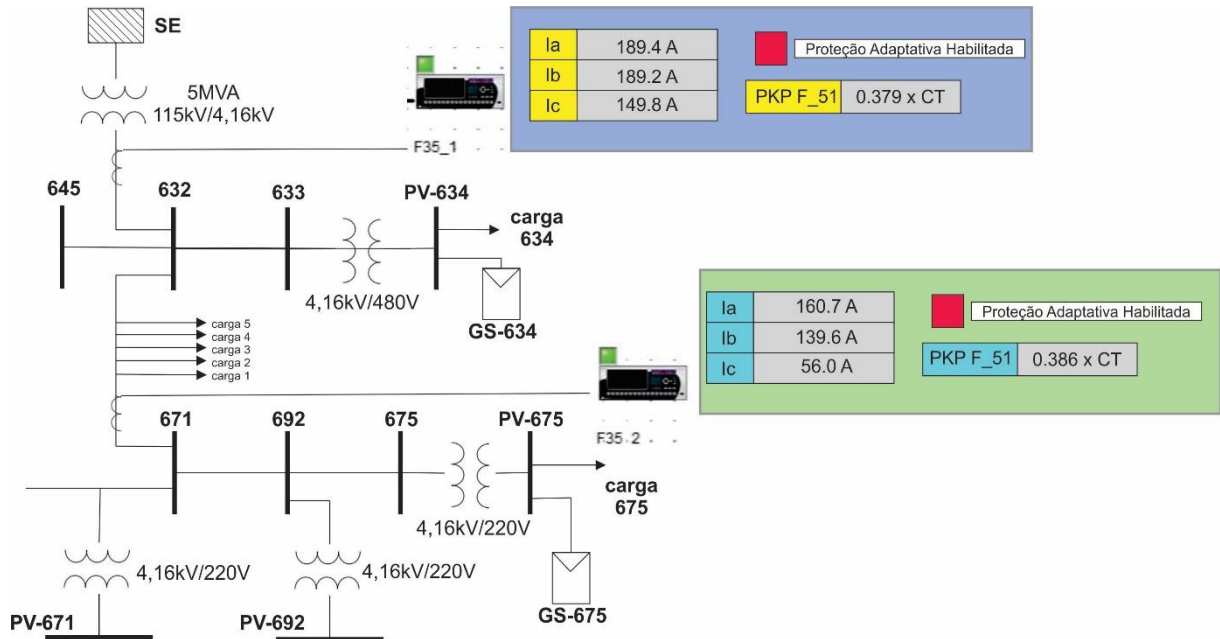
Figura 56 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 90% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 56, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 90% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

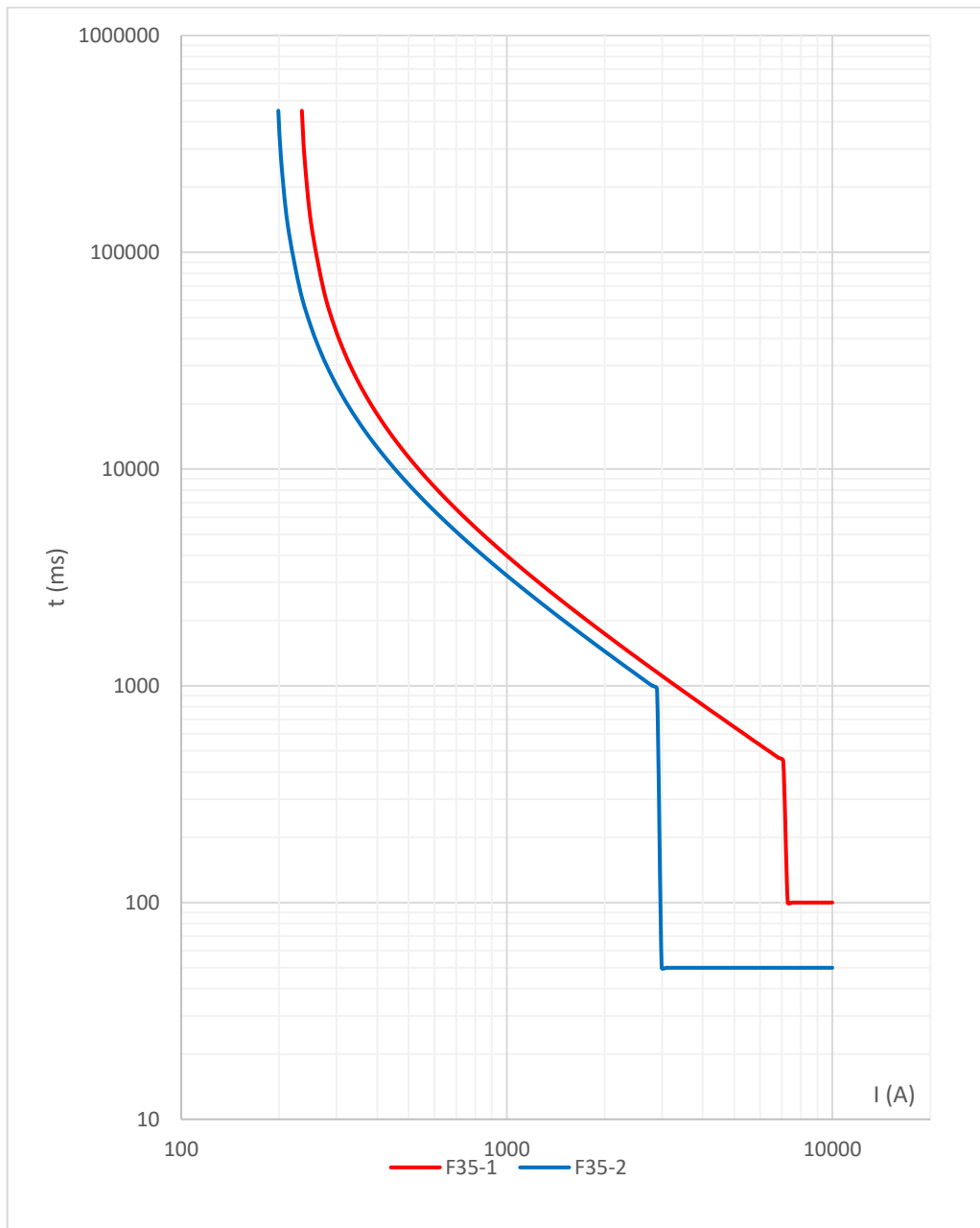
Figura 57 - GD com 100% de inserção.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 57, mostrou-se uma inserção de 100% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 189,4 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 189,4 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 227,28 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 600 A, calculou-se o valor de 0,379 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 160,7 A. O *pickup* foi calculado com o valor de 160,7 A multiplicado por 1,20, apresentando um resultado de 192,84 A, este valor dividido pelo valor primário do TC, que é 500 A, calculou-se o valor de 0,386 x CT, sendo este o novo valor de *pickup*.

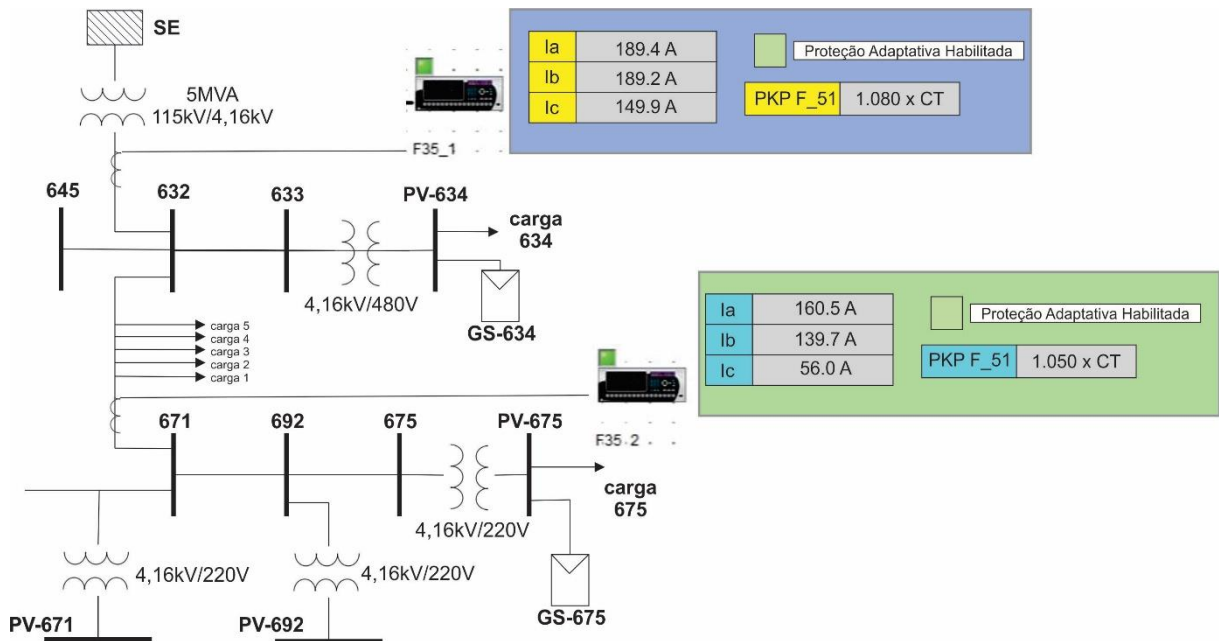
Figura 58 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com 100% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 58, mostrou-se que não houve perda de coordenação e seletividade entre os relés com a inserção de 100% de GD e alterados os seus respectivos valores de *pickup* da função de sobrecorrente temporizada.

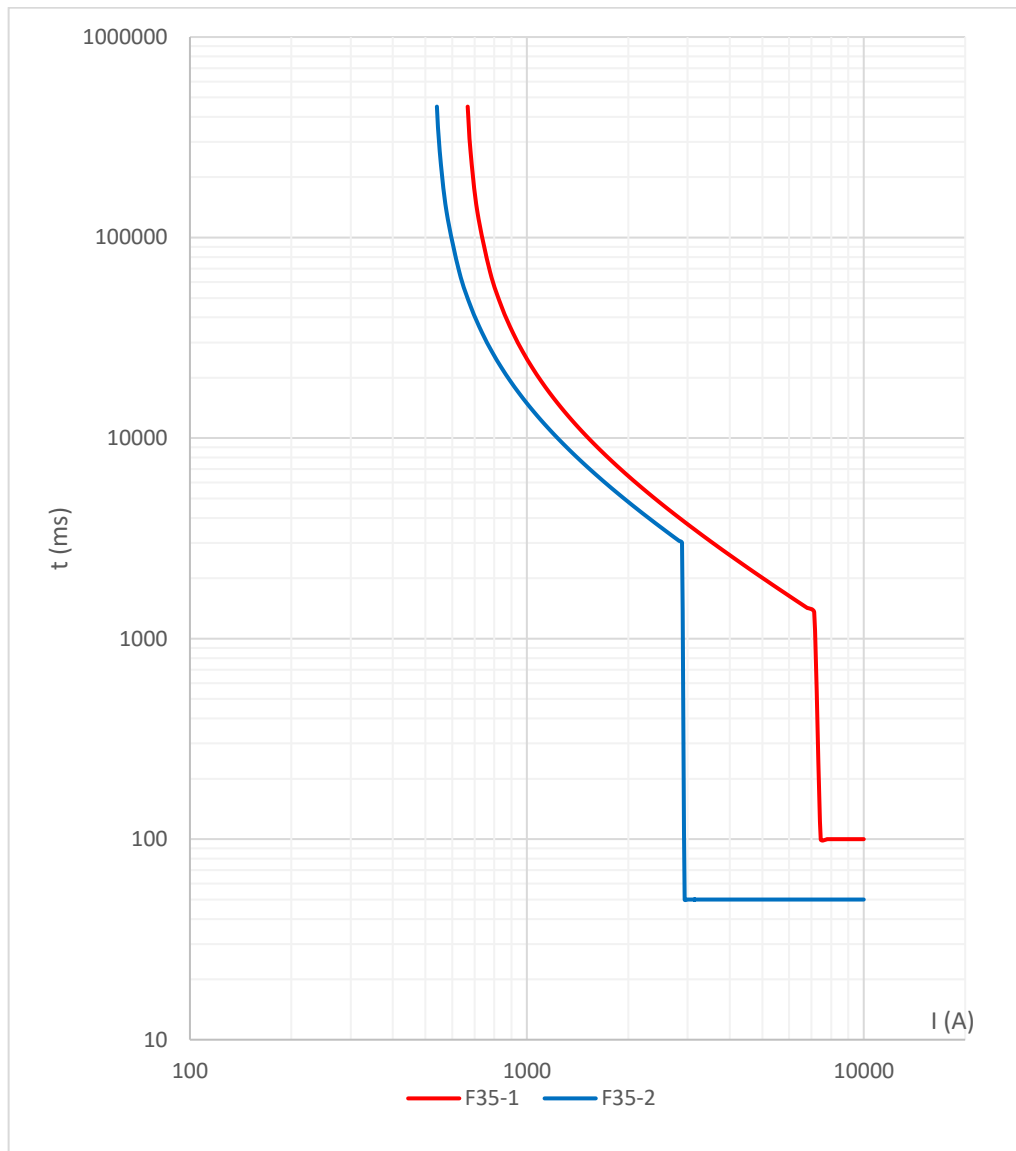
Figura 59 - GD com 100% de inserção com a proteção adaptativa desabilitada.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 59, mostrou-se uma inserção de 100% de GD, sendo que a maior corrente medida no relé F35-1 na barra 632 foi na fase A com 189,4 A. Neste caso, a proteção adaptativa está desabilitada conforme mostra o status, sendo que vermelho a proteção adaptativa está habilitada e verde está desabilitada. Verificou-se que o *pickup* foi para seu valor original de 1,08 x CT. A maior corrente medida no relé F35-2 na barra 671 foi na fase A com 160,5 A. Neste caso, a proteção adaptativa está desabilitada conforme mostra o *status*, sendo que verde está desabilitada. Verificou-se que o *pickup* foi para seu valor original de 1,05 x CT.

Figura 60 - Coordenograma Relés Barras 632 (F35-1) e 671 (F35-2) com a proteção adaptativa desabilitada com 100% de GD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 60, mostrou-se que houve coordenação, mas o tempo de atuação sem a proteção adaptativa habilitada tornou-se maior, isto é, com a proteção adaptativa habilitada no relé da barra 632, tem-se um *pickup* de $0,379 \times CT = 227,4$ A e com uma sobrecorrente de três vezes o valor de *pickup* ($1,137 \times CT = 682,2$ A), o tempo de atuação seria de 6,75 s. Com a proteção adaptativa desabilitada, o tempo de atuação para esta mesma corrente é de 255,79 s, conforme (3), aumentado assim em mais de 37 vezes o tempo de atuação. E com a proteção adaptativa habilitada no relé da barra 671, tem-se um *pickup* de $0,386 \times CT = 193$ A e com uma sobrecorrente de três vezes o valor de *pickup* ($1,158 \times CT = 579$ A), o tempo de atuação seria de 6,75 s. Com a proteção adaptativa desabilitada, o tempo de atuação para esta mesma

corrente é de 131,25 s, conforme (3), aumentado assim em mais de 19 vezes o tempo de atuação.

Em todas as simulações realizadas, tanto com a proteção adaptativa habilitada e desabilitada, observou-se que o tempo mínimo de coordenação entre as curvas de sobrecorrente dos relés de proteção das barras 632 e 671 foi de 200 ms.

O tempo de intervalo de coordenação depende do tipo de relés utilizados: eletromecânicos ou microprocessados, velocidade do circuito de disjuntores, e outros parâmetros do sistema. Tipicamente, o intervalo de tempo de coordenação utilizado para relés eletromecânicos é de 300 a 400 ms, enquanto este tempo é de 100 a 200 ms no caso de relés microprocessados (MANSOUR et al, 2007).

Na Tabela 16 são apresentados os tempos de atuação de cada relé com a proteção adaptativa habilitada e desabilitada, respectivamente, de acordo com a inserção de GD e seus respectivos *pickups*, sendo que os tempos calculados na respectiva tabela independe de coordenação, isto é, utilizou-se para fins de comparação. Nota-se que com a proteção adaptativa desabilitada quanto maior a inserção de GD, torna-se maior o tempo de atuação da proteção 51.

Tabela 16: Tempo de atuação dos relés com e sem a proteção adaptativa habilitada.

% GD	Tempo de Atuação (s)					
	F35-1 (Barra 632)			F35-2 (Barra 671)		
	PICKUP (X CT)	Prot. Adap. Hab.	Prot. Adap. Desab.	PICKUP (X CT)	Prot. Adap. Hab.	Prot. Adap. Desab.
0	1,080	6,75	6,75	1,050	6,75	6,75
10	0,964	6,75	8,05	0,960	6,75	7,75
20	0,854	6,75	9,84	0,871	6,75	9,07
30	0,748	6,75	12,53	0,789	6,75	10,76
40	0,657	6,75	16,36	0,710	6,75	13,13
50	0,588	6,75	21,32	0,633	6,75	16,69
60	0,525	6,75	29,45	0,564	6,75	22,08
70	0,470	6,75	44,59	0,504	6,75	30,68
80	0,424	6,75	75,94	0,448	6,75	48,21
90	0,393	6,75	147,27	0,410	6,75	78,75
100	0,379	6,75	255,79	0,386	6,75	131,25

Fonte: O próprio autor.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Um dos grandes desafios nas redes de distribuição de energia elétrica será implementar a proteção e garantir a coordenação dos referidos equipamentos com a presença de GDs, que vem crescendo de forma exponencial no Brasil nos últimos anos, pois hoje existem muitos estudos e trabalhos referidos a este tema, mas poucos trabalhos implementados na prática no quesito proteção adaptativa.

Este trabalho demonstra uma aplicação prática para a proteção adaptativa, sendo que o *pickup* da proteção de sobrecorrente de fase temporizada (51) é reajustado conforme a corrente no sistema, sem qualquer *feedback* de GD inserida no sistema elétrico, satisfazendo todas as condições previstas na proteção adaptativa implementada. Neste caso, utilizou-se o contexto do problema de sub-alcance da proteção de sobrecorrente temporizada de fase (51), sendo que o CLP é o mestre, comandando dois relés situados em locais diferentes, sendo feita uma comunicação em MODBUS/TCP deixando assim a proteção totalmente dinâmica.

Atualmente os relés microprocessados apresentam inúmeras funções, aplicações e lógicas programáveis, mas são limitados para certos tipos de lógicas, sendo que o CLP pode monitorar e enviar dados de escrita para diversos relés, deixando desta forma, o sistema de distribuição de energia elétrica mais confiável e flexível. O CLP GE IP Rx3i utilizado neste trabalho pode ser configurado com até 8 cartões de comunicação, sendo que cada cartão possui 32 canais para comunicação com os equipamentos escravos. Para a aplicação apresentada foram utilizados dois canais de comunicação, ou seja, um CLP pode gerenciar simultaneamente até 128 relés para a referida aplicação.

O tempo que o CLP mantém até validar o valor para envio ao relé de 5 segundos adotado neste trabalho, pode ser ajustado de acordo com a aplicação, assim como a variação dos valores das correntes que foi proposto neste trabalho de +/- 3%, ou seja, dependendo da situação de cada relé no sistema elétrico, estas variáveis podem ser reajustadas. Podem ser utilizados também outros protocolos de comunicação, como o IEC61850, por exemplo, sendo possível implementar a proteção adaptativa em uma rede com relés de diferentes fabricantes, comunicando todos no mesmo protocolo.

O método proposto é diferente do que vem sendo estudado no que tange à proteção adaptativa, pois depende apenas da corrente vista pelos relés, e foram

implementados com equipamentos comerciais, potencializando os mesmos para diversas aplicações de proteção adaptativa.

Para trabalhos futuros, sugere-se: análise de sistemas mais complexos e maior número de GDs e de diferentes tecnologias (eólica e síncrona), a coordenação com fusíveis, partidas de grandes motores, além da análise de direcionalidade das correntes com as GDs inseridas.

REFERÊNCIAS

- BARAN, M.; EL-MARKABI, I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. *In: IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2004, New York. Proceedings [...]* New York: IEEE, 2004. p. 715-719. DOI: 10.1109/PSCE.2004.1397672
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução normativa no 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, DF: ANEEL, 2012.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, **Balanco Energético Nacional 2020**: relatório síntese: ano base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020
- BERNABEU, E. E.; THORP, J. S.; CENTENO, V. Methodology for a security / dependability adaptive protection scheme based on data mining. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 27, n. 1, p. 104–111, 2012. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2168831
- BITTENCOURT, A. A. **Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída**. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.
- BRAHMA, S. A.; GIRGIS, A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 1, p. 56-63, 2004. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.820204
- COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL ENERGIA. **Norma Técnica: Proteção de redes aéreas de distribuição**. Campinas: CPFL Energia, 2016.
- COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYSKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 30, n. 2, p. 561 – 568, 2015. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2294879
- GE IP. **PACSystems* RX3i System Manual**. [S. l.: s. n.], 2017.
- GE MULTILIN. **F35 Multiple Feeder Protection System**: UR Series Instruction Manual. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <http://www.gegridsolutions.com/app/ViewFiles.aspx?prod=f35&type=3>. Acesso em: 10 jul. 2019. vol. Rev. 7.7x, 2018.
- GE MULTILIN. **735/737 Feeder protection relay instruction manual**. [S. l.: s. n.], 2010.
- GORAJ, M. **Overview of IEC 61850 and benefits**, v. 57, n. 57, p. 1–40, 2010.

JAMPALA, A. K.; VENKATA, S. S.; DAMBORG, M. J. Adaptive transmission protection: concepts and computational issues. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, V. 4, N. 1, p. 177- 185, 1989. DOI: 10.1109/61.19203.

JUNIOR, F. C. S.; SOUZA, B. A. Esquema de proteção adaptativa aplicada à proteção instantânea de sobrecorrente. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA, 19., 2012, Campina Grande. **Anais [...]** Campina Grande: CBA, 2012. p. 4522–4528.

MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. E. A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 22, n. 3, p. 1400-1410, 2007.

MOHAGHEGHI, S.; STOUPIS, J.; WANG, Z. Communication protocols and networks for power systems-current status and future trends. *In*: IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2009, Seattle. **Proceedings [...]** New York: IEEE, 2009. p. 1–23. DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840174.

NASCIMENTO, J. P. **Um algoritmo de proteção adaptativa para sistemas de distribuição com inserção geração distribuída**. 2014. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2014.

PALUDO, P. R. L. **Aplicação de um sistema de proteção adaptativa na coordenação de proteção e seletividade em um sistema elétrico industrial com cogeração**. 2010. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

SATO, F. **Noções básicas de proteção de sistemas de energia elétrica**. Campinas: Unicamp, 2005. 7 p.

SILVA, K. Q. **Sistema de proteção adaptativa**. 2014. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

SILVEIRA, J. G. **Sistema para seleção automática de grupos de ajustes em relés de proteção**. 2011. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Fortaleza, 2011.

SOARES, A. H. M.; VIEIRA, J. C. M. Case study: adaptative overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units. *In*: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2008, Bogotá. **Proceedings [...]** New York: IEEE, 2008.p. 282-294.

ZANCAN, M. D. **Controladores programáveis**. 3. ed. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria; Colégio Técnico Industrial de Santa Maria, 2010.