

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Técnicas para Disparo de Ilhamento em  
Sistemas Elétricos Industriais com Geração  
Própria

**Fabricio Las Casas**

Itajubá, 06 de fevereiro de 2026

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Fabricio Las Casas**

**Técnicas para Disparo de Ilhamento em  
Sistemas Elétricos Industriais com Geração  
Própria**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração: PROTEÇÃO, QUALIDADE  
E CONDICIONAMENTO DA ENERGIA ELÉ-  
TRICA**

**Orientador: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho  
Coorientador: Prof. Dr. Ivan Paulo De Faria**

**06 de fevereiro de 2026**

**Itajubá**

# Agradecimentos

Aos professores Dr. José Maria de Carvalho Filho e Dr. Ivan Paulo de Faria pela orientação e confiança para a realização deste trabalho.

Aos colegas da PETROBRAS pelo apoio proporcionado e a PETROBRAS pelo incentivo e oportunidade.

*A Deus, por me conduzir  
nessa caminhada.  
Aos meus filhos Júlia e João  
e a minha esposa Isabela  
pelo apoio e incentivo.*

# Resumo

Este trabalho de dissertação apresenta uma análise abrangente das estratégias de proteção de ilhamento implementadas em sistemas elétricos industriais com geração própria, com foco em uma unidade de refino de petróleo. O estudo aborda técnicas de detecção de ilhamento, esquemas de proteção da conexão e sistemas de alívio de carga, visando garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica.

A pesquisa está focada em dois pilares com ganhos substanciais para o processo produtivo. O primeiro pilar é o ilhamento. Se a proteção de ilhamento estiver bem ajustada, a sua atuação pode ser postergada ao máximo para se evitar uma desconexão desnecessária, juntamente com a rejeição de cargas associada. O segundo pilar é a rejeição e alívio de cargas. Se diante de uma situação de ilhamento o esquema de rejeição e alívio de cargas conseguir manter o equilíbrio entre cargas e geração do sistema elétrico, pode-se evitar um blecaute.

Um estudo de caso, utilizando um sistema real pertencente a uma importante refinaria de petróleo brasileira, foi utilizado no desenvolvimento da pesquisa. Os modelos utilizados na representação do sistema elétrico da refinaria foram descritos e validados através de testes reais. Registros de perturbações reais no sistema elétrico da concessionária foram utilizados para auxiliar nas análises. Por fim, foram realizadas simulações no ANATEM para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações típicas e verificar a adequação dos ajustes de ilhamento e do sistema de alívio de carga implementados para a planta.

Os resultados demonstram que a proteção de ilhamento implementada proporciona uma sensibilidade adequada, assegurando a estabilidade e a proteção do sistema elétrico industrial em cenários de perturbações na rede. O sistema de rejeição e alívio de cargas também apresenta um resultado satisfatório, ao conseguir restabelecer o equilíbrio entre cargas e geração após o processo de ilhamento. O trabalho também identificou oportunidades de melhoria nestes sistemas. Para a proteção de ilhamento foi identificada uma alteração de ajuste que permite postergar ao máximo o ilhamento, evitando portanto desconexões desnecessárias. Para o sistema de rejeição e alívio de cargas foi recomendada a instalação de esquema de retaguarda para o caso de falha do esquema principal, elevando assim a confiabilidade do sistema.

**Palavras-chaves:** Ilhamento; Descarte de Cargas; Sistema Elétrico Industrial; Cogeração; Geração Distribuída; Confiabilidade.

# Abstract

This dissertation presents a comprehensive analysis of islanding protection strategies implemented in industrial power systems with on-site generation, focusing on a petroleum refining unit. The study addresses islanding detection techniques, connection protection schemes, and load shedding systems, aiming to ensure the continuity and safety of the power supply.

The research is centered on two pillars that bring substantial benefits to the production process. The first pillar is islanding. If islanding protection is properly tuned, its operation can be delayed as much as possible to avoid unnecessary disconnection and the associated load shedding. The second pillar is load rejection and shedding. In the event of an islanding situation, if the load rejection and shedding scheme is able to maintain the balance between loads and generation in the power system, a blackout can be avoided.

A case study, using a real system belonging to a major Brazilian oil refinery, was used in the development of the research. The models used to represent the refinery's electrical system were described and validated through real tests. Records of actual disturbances in the utility power system were used to support the analyses. Finally, simulations were performed in ANATEM to estimate the system behavior under typical disturbances and to verify the adequacy of the islanding protection and load shedding settings implemented for the plant.

The results show that the implemented islanding protection provides appropriate sensitivity, ensuring stability and protection of the industrial electrical system under disturbance scenarios in the grid. The load rejection and shedding system also showed satisfactory performance by successfully restoring the balance between load and generation after the islanding process. The study also identified improvement opportunities for these systems. For the islanding protection, a setting change was identified that allows for maximizing the delay before islanding occurs, thus avoiding unnecessary disconnections. For the load shedding system, the installation of a backup scheme was recommended in case the main scheme fails, thereby increasing system reliability.

**Key-words:** Islanding; Load Shedding; Industrial Electrical System; Cogeneration; Distributed Generation; Reliability.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Mapa para desconexão do sistema elétrico. Fonte: autoria própria. . . .	27
Figura 2 – Sistema sincronizado de área ampla. Fonte: Mustafa, Garg e Swaminathan (2014). . . . .	29
Figura 3 – Solução de Sincrofasores de Área Ampla. Fonte: Mustafa, Garg e Swaminathan (2014). . . . .	30
Figura 4 – Sistema Elétrico de Exemplo. Fonte: Adaptada de Mozina (2007). . . .	37
Figura 5 – Curva de Potência Ativa versus Tensão (P-V). Fonte: Adaptada de Mozina (2007). . . . .	38
Figura 6 – Diagrama unifilar do sistema de exemplo. Fonte: Adaptada de Stevenson (1986). . . . .	40
Figura 7 – Curvas ângulo-potência. As áreas A1 e A2 são iguais às áreas A3 e A4. Fonte: Stevenson (1986). . . . .	41
Figura 8 – Curva ângulo-potência indicando o ângulo crítico de abertura. Fonte: Stevenson (1986). . . . .	42
Figura 9 – Funções de proteção – Consumidor com uma entrada e com geração em paralelo com o sistema da CEMIG ( <i>Companhia Energética de Minas Gerais</i> ) (momentâneo ou permanente). Fonte: CEMIG (2024). . . . .	48
Figura 10 – Lógica do esquema de ilhamento de uma grande indústria química autoproductora. Fonte: Ferreira (2022), Audring e Lerch (2011). . . . .	49
Figura 11 – Lógica do esquema de ilhamento de uma planta industrial autoproductora típica. Fonte: Ferreira (2022), Rajamani e Hambarde (1999). . . .	50
Figura 12 – Mapa para alívio de carga/geração do sistema elétrico. Fonte: autoria própria. . . . .	52
Figura 13 – Curva de rejeição de meia carga de uma turbina LM6000. Fonte: GE – GENERAL ELECTRIC (2002). . . . .	54
Figura 14 – Esquema de Alívio de Carga por Intertravamento. Fonte: Moraes (2014). .	56
Figura 15 – Efeito do Número de Degraus de Rejeição de Cargas com a Característica Ideal de Rejeição. Fonte: Moraes (2014). . . . .	57
Figura 16 – Operação em faixas de tensão e frequência. Fonte: IEC (2020). . . . .	58
Figura 17 – Filosofia do Sistema de Alívio de Carga Inteligente. Fonte: Moraes (2014). .	60
Figura 18 – Sistema Elétrico da Refinaria 1. Fonte: autoria própria. . . . .	63
Figura 19 – Sistema Elétrico da Refinaria 1 com indicação dos disjuntores do sistema de alívio de carga elétricas. Fonte: autoria própria. . . . .	65
Figura 20 – Esquemático da Arquitetura do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria. Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b). . . . .	66
Figura 21 – Fluxograma da coleta das informações analógicas. Fonte: autoria própria. .	67

Figura 22 – Fluxograma da chegada do evento inicializador. Fonte: autoria própria.	68
Figura 23 – Fluxograma da atuação do descarte. Fonte: autoria própria. . . . .	69
Figura 24 – Tela do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 1 (Subestação de Entrada). Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b). . . . .	70
Figura 25 – Tela do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 1 (Subestação de área). Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b). . . . .	71
Figura 26 – Diagrama de disjuntor com contatos auxiliares. Fonte: autoria própria.	72
Figura 27 – Sistema Elétrico da Refinaria 2. Fonte: autoria própria. . . . .	75
Figura 28 – Visão Geral do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 2. Fonte: Adaptada de Refinaria 2 (2023). . . . .	77
Figura 29 – Matriz de cargas por contingência. Fonte: Adaptada de Refinaria 2 (2023).	78
Figura 30 – Sistema Elétrico da Refinaria 3. Fonte: autoria própria. . . . .	80
Figura 31 – Visão Geral do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 3. Fonte: Adaptada de Refinaria 3 (2020). . . . .	83
Figura 32 – Diagrama Unifilar da Refinaria 1 no ANAREDE ( <i>Programa de Análise de Sistemas Elétricos de Potência</i> ). Fonte: autoria própria. . . . .	86
Figura 33 – Diagrama de blocos do controlador de tensão do turbo expansor. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	89
Figura 34 – Diagrama de blocos do controlador de tensão do turbo gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	91
Figura 35 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina do turbo gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	92
Figura 36 – Esquema para teste de rejeição de carga. Antes da manobra (à esquerda) e depois da manobra (à direita). Fonte: autoria própria. . . . .	96
Figura 37 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM ( <i>Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos</i> ) - Potência Ativa. Fonte: autoria própria. . . . .	97
Figura 38 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Frequência. Fonte: autoria própria. . . . .	97
Figura 39 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Tensão. Fonte: autoria própria. . . . .	98
Figura 40 – Esquema para teste de tomada de carga. Antes da manobra (à esquerda) e depois da manobra (à direita). Fonte: autoria própria. . . . .	98
Figura 41 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Potência Ativa. Fonte: autoria própria. . . . .	100
Figura 42 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Frequência. Fonte: autoria própria. . . . .	100
Figura 43 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Tensão. Fonte: autoria própria. . . . .	101

Figura 44 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 7 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	104
Figura 45 – Dados dos geradores para a ocorrência do Caso 7 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	105
Figura 46 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 5 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	106
Figura 47 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 6 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	107
Figura 48 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 8 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	108
Figura 49 – Subfrequência no SIN ( <i>Sistema Interligado Nacional</i> ) para a ocorrência do Caso 9 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	109
Figura 50 – Subfrequência no SIN para a ocorrência do Caso 10 da Tabela 15. Fonte: autoria própria. . . . .	110
Figura 51 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	112
Figura 52 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	112
Figura 53 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria. . . . .	113
Figura 54 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	114
Figura 55 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	114
Figura 56 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria. . . . .	115
Figura 57 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	116
Figura 58 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	116
Figura 59 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria. . . . .	117
Figura 60 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	118

Figura 61 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	118
Figura 62 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria. . . . .	119
Figura 63 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	120
Figura 64 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	120
Figura 65 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria. . . . .	121
Figura 66 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Falha no descarte - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	123
Figura 67 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Falha no descarte - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	124
Figura 68 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Backup Subfrequência - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	125
Figura 69 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Backup Subfrequência - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria. . . . .	125
Figura 70 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas. Fonte: ANEEL (2020). . . . .	127
Figura 71 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	128
Figura 72 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	129

Figura 73 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	129
Figura 74 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	130
Figura 75 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	131
Figura 76 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	131
Figura 77 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	132
Figura 78 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	132
Figura 79 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	133
Figura 80 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	134
Figura 81 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	134

Figura 82 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	135
Figura 83 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.	136
Figura 84 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	136
Figura 85 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	137
Figura 86 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	137
Figura 87 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.	138
Figura 88 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	139
Figura 89 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	139
Figura 90 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria. . . . .	140
Figura 91 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Ajuste pickup 67. Fonte: autoria própria. . . . .	141

Figura 92 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Ajuste pickup 27. Fonte: autoria própria. . . . .	141
Figura 93 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Ajuste pickup 67. Fonte: autoria própria. . . . .	142
Figura 94 – Elemento de subtensão para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Proposta. Fonte: autoria própria. . . . .	143
Figura 95 – Elemento de subtensão para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Solução parcial. Fonte: autoria própria. . . . .	144
Figura 96 – Parâmetros Típicos de Máquinas Síncronas Trifásicas. Fonte (KIM-BARK, 1948b). . . . .	152
Figura 97 – Parâmetros Típicos de Máquinas Síncronas Trifásicas. Fonte (KUN-DUR, 1994). . . . .	153
Figura 98 – Constante de inércia por potência aparente para geradores hidráulicos. Fonte (KIMBARK, 1948a). . . . .	154
Figura 99 – Constante de Inércia dos Tipos de Geradores. Fonte (KUNDUR, 1994). . . . .	154
Figura 100 – Dados de motores de indução. Fonte (EPRI, 1981). . . . .	155

# Lista de tabelas

Tabela 2 – Tabela Comparativa entre os Métodos Passivo e Ativo. Traduzida de Funabashi, Koyanagi e Yokoyama (2003) . . . . .	31
Tabela 1 – Tabela do ERAC Região Sudeste. Fonte: ONS (2024a) . . . . .	39
Tabela 2 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. . . . .	64
Tabela 3 – Tabela de consistência do status de aberto e de fechado dos disjuntores inicializadores . . . . .	73
Tabela 4 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 2. . . . .	76
Tabela 5 – Níveis de descarte por subfrequência. . . . .	79
Tabela 6 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 3. . . . .	81
Tabela 7 – Dados dos Geradores Síncronos. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	87
Tabela 8 – Dados do turbo expansor (11,525 MVA). Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	88
Tabela 9 – Dados do turbo gerador a gás (65,50 MVA). Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	88
Tabela 10 – Parâmetros do Controlador de Tensão Terminal do Turbo Expansor. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	90
Tabela 11 – Parâmetros do Controlador de Tensão Terminal do Turbo Gerador a Gás. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	91
Tabela 12 – Parâmetros do Controlador de Velocidade do Turbo Gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	93
Tabela 13 – Parâmetros dos Motores De Indução para Estudos de Estabilidade. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	94
Tabela 14 – Parâmetros dos Motores Síncronos para Estudos de Estabilidade. Fonte: AMPÈRE (2010). . . . .	95
Tabela 15 – Eventos de Ilhamento na Refinaria 1. . . . .	102
Tabela 16 – Tabela com funções de proteção substituídas após análise dos primeiros ilhamentos da Refinaria 1. . . . .	103
Tabela 17 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Sensibilidade para curto-circuito . . . . .	127
Tabela 18 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1 - Proposta . . . . .	142
Tabela 19 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1 - Implementação parcial . . . . .	143
Tabela 20 – Tabela com funções de proteção recomendadas para a Refinaria 1. . . . .	145

# Lista de abreviaturas e siglas

ANAREDE	<i>Programa de Análise de Sistemas Elétricos de Potência</i>	8
ANATEM	<i>Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos</i>	8
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	45
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>	88
CEMIG	<i>Companhia Energética de Minas Gerais</i>	7
CLP	<i>Controlador Lógico Programável</i>	59
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>	154
ERAC	<i>Esquema Regional de Alívio de Carga</i>	38
GE	<i>General Electric</i>	154
GIS	<i>Gas Insulated Substation</i>	74
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>	66
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>	29
Modbus TCP	<i>Protocolo de Comunicação Industrial</i>	65
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>	55
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>	25
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>	45
SCMD	<i>Sistema de Controle e Monitoramento Distribuído</i>	65
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>	9
VTCD	<i>Variações de Tensão de Curta Duração</i>	126

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Relevância do Tema	19
1.2	Estado da Arte	20
1.3	Objetivos e contribuições da Dissertação	23
1.4	Estrutura da Dissertação	24
<b>2</b>	<b>TÉCNICAS PARA DISPARO DE ILHAMENTO</b>	<b>26</b>
2.1	Considerações iniciais	26
2.2	Ilhamento dos sistemas elétricos	26
2.3	Técnicas de detecção do ilhamento	28
2.3.1	Métodos Remotos	28
2.3.2	Métodos Locais	30
2.3.2.1	Métodos Passivos	32
2.3.2.2	Métodos Ativos	34
2.3.2.3	Métodos Híbridos	35
2.4	Esquema de proteção da conexão	35
2.4.1	Colapso do sistema elétrico da concessionária	36
2.4.1.1	Colapso de tensão	36
2.4.1.2	Colapso de frequência	38
2.4.2	Falta no sistema elétrico da concessionária	39
2.4.2.1	Falta local – No ponto de conexão do sistema elétrico	42
2.4.2.2	Falta remota – Em ponto distante da conexão do sistema elétrico.	44
2.4.2.3	Esquemas de Proteção de Ponto de Conexão Típicos	44
2.5	Considerações finais	51
<b>3</b>	<b>SISTEMAS DE ALÍVIO DE CARGA</b>	<b>52</b>
3.1	Considerações iniciais	52
3.2	Sistemas de alívio de carga	52
3.3	Sistemas com excesso de geração	53
3.3.1	Esquemas de alívio de geração	53
3.4	Sistemas com excesso de carga	54
3.4.1	Aumento da oferta de geração	55
3.4.2	Esquemas de alívio de carga	56
3.4.2.1	Alívio de cargas por intertravamento com o disjuntor do ponto de conexão	56
3.4.2.2	Alívio de cargas por relés de frequência	57
3.4.2.3	Alívio de cargas baseado em Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)	59

3.4.2.4	Alívio de cargas Inteligente . . . . .	59
<b>3.5</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>4</b>	<b>CASOS EXEMPLOS REAIS DE SISTEMAS DE ILHAMENTO E REJEIÇÃO DE CARGAS . . . . .</b>	<b>62</b>
<b>4.1</b>	<b>Considerações iniciais . . . . .</b>	<b>62</b>
<b>4.2</b>	<b>Apresentação do sistema da Refinaria 1 . . . . .</b>	<b>62</b>
4.2.1	Ajustes da proteção deilhamento . . . . .	63
4.2.2	Sistema de alívio de carga . . . . .	64
<b>4.3</b>	<b>Apresentação do sistema da Refinaria 2 . . . . .</b>	<b>74</b>
4.3.1	Ajustes da proteção deilhamento . . . . .	75
4.3.2	Sistema de alívio de carga . . . . .	76
<b>4.4</b>	<b>Apresentação do sistema da Refinaria 3 . . . . .</b>	<b>79</b>
4.4.1	Ajustes da proteção deilhamento . . . . .	80
4.4.2	Sistema de alívio de carga . . . . .	82
<b>4.5</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>83</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO – ILHAMENTO DA REFINARIA 1 . . . . .</b>	<b>85</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações iniciais . . . . .</b>	<b>85</b>
<b>5.2</b>	<b>Proteção de Ilhamento da Refinaria 1 . . . . .</b>	<b>85</b>
<b>5.3</b>	<b>Modelos utilizados no estudo de estabilidade angular . . . . .</b>	<b>86</b>
<b>5.4</b>	<b>Validação dos modelos com base em registros reais do sistema . . . . .</b>	<b>95</b>
<b>5.5</b>	<b>Perturbações reais no sistema elétrico em estudo . . . . .</b>	<b>101</b>
5.5.1	Perturbações reais – Ilhamento bem-sucedido . . . . .	103
<b>5.6</b>	<b>Perturbações reais – Ilhamento seguido de parada geral . . . . .</b>	<b>106</b>
<b>5.7</b>	<b>Perturbações reais – Distúrbios na concessionária com cogeração parada . . . . .</b>	<b>107</b>
5.7.1	Perturbações reais – Distúrbios no SIN . . . . .	108
<b>5.8</b>	<b>Cenários para o estudo de ilhamento . . . . .</b>	<b>110</b>
5.8.1	Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria . . . . .	111
5.8.2	Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas . . . . .	113
5.8.3	Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas . . . . .	115
5.8.4	Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas . . . . .	117
5.8.5	Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia . . . . .	119
<b>5.9</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>121</b>

<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO – OPORTUNIDADES DE MELHORIA NA REFINARIA 1</b>	<b>122</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações iniciais</b>	<b>122</b>
<b>6.2</b>	<b>Sistema de Descarte de Cargas</b>	<b>122</b>
6.2.1	Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema não tem <i>backup</i>	123
6.2.2	Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema tem <i>backup</i>	124
6.2.3	Recomendação	126
<b>6.3</b>	<b>Sistema de Ilhamento</b>	<b>126</b>
6.3.1	Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento	128
6.3.2	Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento	130
6.3.3	Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento	133
6.3.4	Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento	135
6.3.5	Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento	138
6.3.6	Recomendação	140
<b>6.4</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>144</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>146</b>
<b>7.1</b>	<b>Conclusões e contribuições</b>	<b>146</b>
<b>7.2</b>	<b>Sugestões para trabalhos futuros</b>	<b>147</b>
<b>7.3</b>	<b>Publicações</b>	<b>147</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>148</b>
	<b>ANEXO A – DADOS TÍPICOS DE MÁQUINAS ELÉTRICAS</b>	<b>152</b>

# 1 Introdução

## 1.1 Relevância do Tema

O sistema elétrico das unidades industriais do refino de petróleo normalmente possui geração própria e é interligado a uma rede de distribuição ou de transmissão de uma concessionária, operando os dois sistemas em paralelo. Dele se espera alta confiabilidade e baixa indisponibilidade. Para que isto ocorra, três premissas básicas devem ser atendidas pelo esquema de proteção da conexão:

- a) Os distúrbios elétricos na rede de distribuição, que possam causar problemas para o sistema elétrico da unidade com geração própria, devem ser detectados prontamente e o relé de proteção deve comandar a desconexão entre os dois sistemas;
- b) Os problemas no sistema de geração própria não devem causar a interrupção do fornecimento de energia elétrica pela concessionária;
- c) Eventuais distúrbios no sistema de distribuição interno da unidade industrial não devem causar a interrupção do fornecimento de energia pela concessionária, devendo-se assegurar seletividade adequada.

Os distúrbios elétricos internos ou na rede de distribuição podem ser causados por faltas no sistema de potência. Os distúrbios podem provocar alterações na frequência e/ou tensões. Essas variações dependem da robustez do sistema de potência e da capacidade dos esquemas de regulação responderem a essas mudanças. Além disso, cada sistema de potência tem um comportamento dinâmico exclusivo que depende de fatores como topologia do sistema de transmissão, localização das cargas, capacidade de geração, tipo de geração etc. A manutenção do equilíbrio carga-geração do sistema pode ser perdida subitamente em função de contingências. A perda do equilíbrio pode resultar em variações das magnitudes da tensão e frequência, e dos ângulos de tensão, de acordo com a quantidade de carga/geração perdida.

Para atingir as premissas de alta confiabilidade e baixa indisponibilidade é necessário haver envolvimento integral entre as equipes de projeto, montagem, manutenção e operação na elaboração e revisão periódica dos estudos de seletividade e ajustes de proteção, fluxo de carga e estabilidade transitória. O sistema de proteção deve assegurar que a energia elétrica entregue às unidades de processo esteja em conformidade com os requisitos de qualidade definidos pelas normas aplicáveis. Deve-se considerar ainda que as unidades industriais com geração própria podem, em determinadas situações, dispor de excedente, e para sua exportação é necessário negociar com a concessionária as funções e ajustes da proteção no ponto de conexão. Portanto, o tipo de conexão a ser empregado e o

esquema de proteção dependem do nível de tensão no ponto de interconexão, da existência de geração própria e do porte desta, bem como da demanda da planta.

O foco na alta confiabilidade e baixa indisponibilidade não é uma tarefa simples. A escolha do melhor momento para efetuar a desconexão do sistema industrial é uma tarefa complexa, onde se busca o ponto ótimo entre duas situações. A desconexão deve ocorrer em tempo rápido o suficiente para preservação do sistema elétrico ilhado, mantendo a estabilidade angular de seus geradores e a qualidade de energia fornecida às unidades de processo. Mas a desconexão também deve ser lenta o suficiente para coordenar com o tempo de recuperação de instabilidades temporárias na concessionária. Um sistema de detecção e disparo de ilhamento robusto e bem configurado assegura alta confiabilidade e baixa indisponibilidade para os sistemas elétricos industriais. Esquemas de proteção sistêmica como alívios de carga, esquemas de ilhamento e funções de proteção baseadas na frequência são essenciais para evitar o desligamento total da planta (MORAIS, 2014).

A antecipação de um disparo de ilhamento do sistema industrial não é conveniente, pois muitas vezes há déficit de geração e esquemas de descarte de cargas elétricas devem ser acionados. Se, adicionalmente, for considerada a possibilidade de alguma falha neste processo, como por exemplo, falha no sistema de descarte de cargas, no sistema de geração ou nos sistemas auxiliares, ocorrerá o desligamento da geração após o disparo do ilhamento, resultando em blecaute de todo o sistema elétrico industrial. Uma falha dessa natureza é considerada supercrítica, pois resulta em significativas perdas no processo produtivo num cenário onde a instabilidade na concessionária pode se resolver na sequência.

A relevância do tema está, portanto, em coordenar adequadamente com as proteções da concessionária e escolher o momento mais adequado para a realização da proteção de ilhamento da geração da unidade industrial. Trata-se de um importante desafio a ser alcançado pelo sistema de proteção de interconexão dos sistemas elétricos industriais.

## 1.2 Estado da Arte

Diversos estudos relacionados a estabilidade dos sistemas elétricos de potência têm sido realizados. Para o caso específico de sistemas elétricos industriais, a operação ilhada desempenha um papel fundamental na continuidade operacional dos processos produtivos. O regime normal é de operação interligada com o sistema elétrico da concessionária. Somente quando ocorrem falhas no sistema supridor externo é que deve ser desencadeada uma lógica de ilhamento do sistema elétrico industrial para preservação das cargas elétricas locais.

Desta forma, o ilhamento geralmente ocorre precedido de algum distúrbio no sistema elétrico. Esse distúrbio, que pode provocar alteração na tensão, como um curto-

circuito, ou na frequência, como um desequilíbrio entre fontes e cargas, é sentido pelo sistema elétrico industrial antes da separação entre os sistemas. Portanto, durante um período pré-ilhamento os geradores do sistema elétrico industrial sentem os distúrbios e respondem através de seus sistemas de controle, como por exemplo, reguladores de tensão e reguladores de velocidade.

O mesmo ocorre para as cargas elétricas. Motores síncronos, por exemplo, respondem através de seus controladores de corrente de campo. Motores de indução sofrem variação em suas grandezas operativas (corrente, escorregamento, etc.) e cargas elétricas de um modo geral podem desligar durante o processo de ilhamento. Após o ilhamento os sistemas de controle devem atingir um ponto de operação estável com a preservação de pelo menos as cargas críticas da unidade industrial.

As tendências atuais podem ser observadas nos muitos trabalhos publicados nesta área. [Morais \(2014\)](#) publicou uma dissertação apresentando as melhorias obtidas na proteção de interconexão, constatadas tanto no ambiente de simulação quanto na prática, em que verificou-se que a atuação da proteção de interconexão foi efetiva por ocasião do registro de quatro ocorrências no sistema elétrico. O trabalho foi conduzido de forma que os ajustes da proteção de interconexão levassem em conta a estabilidade dos geradores e motores do complexo industrial diante de diversos eventos na rede.

[Anne et al. \(2016\)](#) publicaram um artigo que apresenta uma solução inovadora de detecção de ilhamento implementada e testada em uma refinaria no Texas. O novo esquema foi adotado após a desativação de um sistema anterior baseado em topologia, que se mostrou inflexível a mudanças na rede. Para garantir a confiabilidade, o sistema combina um elemento primário de alta velocidade de variação de frequência com um elemento secundário de potência direcional. Adicionalmente, uma lógica de supervisão por “votação” garante a operação correta do esquema.

[Ferreira \(2022\)](#) publicou uma dissertação em que foi proposto um esquema de proteção, baseado nas funções de proteção existentes, para detectar uma situação de iminente risco de colapso elétrico na indústria autoprodutora. Como ação esperada neste caso, o esquema deve formar uma ilha contendo a indústria e uma UTE interconectadas entre si, porém isoladas do SIN. Também foi previsto no trabalho um esquema de *backup*, com um segundo nível de ilhamento, para desconectar a indústria da UTE, de forma que a indústria autoprodutora se torne uma ilha isolada, suprida apenas por sua própria geração interna. O trabalho contempla também o descarte de geração na UTE e o descarte de cargas na indústria para equilibrar o balanço de potência carga-geração e manter a estabilidade na ilha.

[Audring e Lerch \(2011\)](#) publicaram um artigo que apresenta um método para avaliar o desempenho de plantas industriais durante condições de ilhamento. O estudo destaca que o ilhamento intencional pode ser desejável em instalações com geração dis-

tribuída, desde que o sistema mantenha estabilidade de tensão e frequência adequadas para operação segura. O método proposto utiliza modelagem e simulação dinâmicas para determinar a capacidade da planta de operar de forma autônoma após a desconexão. Os resultados demonstram que o desempenho do ilhamento depende fortemente da configuração do sistema, da resposta dos controles de geração e da capacidade de gerenciamento de energia. O artigo conclui que uma análise detalhada e padronizada é essencial para garantir a segurança, confiabilidade e continuidade operacional de sistemas industriais com geração local.

[Rajamani e Hambarde \(1999\)](#) publicaram um artigo que analisa os diferentes métodos de ilhamento e alívio de carga aplicados em plantas industriais com geração cativa. O estudo descreve a necessidade de isolar rapidamente os geradores da rede elétrica durante falhas, colapsos ou grandes variações de tensão e frequência, a fim de proteger equipamentos e garantir a continuidade do fornecimento para cargas essenciais. O trabalho destaca a importância de estudos de estabilidade, testes de campo e coordenação entre os sistemas de proteção elétrica e de controle.

[Marchesan \(2016\)](#) publicou uma tese em que foi proposto abordar a detecção de ilhamento não intencional em sistemas elétricos com geração distribuída e propor alternativas para a detecção de ilhamento de geradores síncronos. As técnicas avaliadas nesta tese são úteis principalmente para sistemas elétricos industriais com conexão radial. Nesse tipo de conexão podem haver múltiplas unidades consumidoras industriais conectadas em derivação. Quando da abertura da linha de transmissão na subestação de origem, a geração própria local forma uma ilha não intencional com as outras unidades consumidoras. Essa ilha precisa ser desfeita o mais rapidamente possível para evitar o colapso do sistema elétrico local.

[Nascimento et al. \(2022\)](#) publicaram um artigo em que foi apresentada uma análise detalhada dos principais métodos de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída. O estudo revisa técnicas remotas, locais ativas, locais passivas e híbridas. As técnicas remotas oferecem alta confiabilidade, porém custos elevados. As técnicas ativas inserem perturbações para detectar o ilhamento, mas afetam a qualidade de energia. As passivas monitoram parâmetros elétricos, mas possuem zonas de não detecção. Por fim, as híbridas buscam equilibrar desempenho e impacto.

[Funabashi, Koyanagi e Yokoyama \(2003\)](#) publicaram um artigo na mesma linha de pesquisa. Foi apresentada uma análise abrangente das técnicas de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída. Os métodos foram classificados em passivos e ativos, destacando que os primeiros monitoram variações naturais de tensão e frequência, enquanto os segundos introduzem perturbações controladas para identificar o ilhamento com maior precisão.

[Deltuva, Lukočius e Otas \(2022\)](#) publicaram um artigo que investiga o comporta-

mento dinâmico e a estabilidade de sistemas elétricos isolados, considerando as interações entre os controles de frequência e de tensão. Os resultados evidenciam a importância de estratégias de controle coordenadas e de ajustes finos dos parâmetros de regulação para garantir a estabilidade dinâmica e a qualidade da energia em sistemas elétricos isolados.

Quando se trata de futuras possibilidades sobre o tema, técnicas modernas para detecção de ilhamento podem ser encontradas na literatura. Artigos que descrevem esquemas especiais de proteção trazem exemplos de esquemas de ilhamento, onde se avalia o uso da diferença angular, através das medições fasoriais sincronizadas, para melhorar a confiabilidade dos esquemas existentes (SCHWEITZER et al., 2010; MARTÍNEZ et al., 2011). Outra referência do tema é o artigo que cita como exemplo casos como os de geração fotovoltaica distribuída onde surge a necessidade de esquemas antiilhamento mais inteligentes (PV Powered, 2010). O texto aponta para a utilização de esquemas que utilizam medições de área ampla e detectam com precisão quando deve ocorrer a desconexão da geração distribuída.

Ainda nesta linha, Aslani e Li (2025) apresentam uma revisão abrangente e atualizada das técnicas de detecção de ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída. Os autores discutem os princípios dos métodos de ilhamento e apontam lacunas relacionadas a indicadores de desempenho, como tempo de detecção, zona de não detecção, falsos disparos, impacto na qualidade de energia, complexidade de implementação e limitações práticas. Por fim, o artigo propõe diretrizes para o desenvolvimento de métodos adaptativos e inteligentes, capazes de equilibrar conformidade normativa, precisão e resiliência operacional, reforçando o papel de soluções híbridas e algoritmos baseados em aprendizado de máquina para o futuro das redes elétricas com alta penetração de geração distribuída.

Upreti e Mohammed (2022) publicaram um artigo que apresenta os avanços nas técnicas de detecção de ilhamento, desacoplamento e sincronização automática aplicadas a plantas industriais. O estudo descreve o desenvolvimento e teste de um sistema inteligente de detecção e desacoplamento aliado a um algoritmo de sincronização automática, capaz de reconectar o sistema industrial à rede principal com segurança e mínima perturbação. Os resultados comprovaram alta confiabilidade e desempenho dinâmico, com sincronização estável.

### 1.3 Objetivos e contribuições da Dissertação

O objetivo desta dissertação é analisar a estratégia de proteção de ilhamento implementada em uma unidade industrial do setor de refino de petróleo, avaliando o desempenho do sistema elétrico durante a transição entre os modos de operação conectado com a concessionária e ilhado. A relevância deste trabalho reside na crescente necessidade de

garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de energia em plantas industriais críticas, minimizando os riscos de interrupções e perdas de produção, e contribuindo para o aprimoramento das práticas de proteção e controle em sistemas elétricos industriais, cujo objetivo principal é a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

A pesquisa está focada em dois pilares com ganhos substanciais para o processo produtivo. O primeiro pilar é o ilhamento. Se a proteção de ilhamento estiver bem ajustada, a sua atuação pode ser postergada ao máximo para se evitar uma desconexão desnecessária, juntamente com a rejeição de cargas associada. O segundo pilar é a rejeição e alívio de cargas. Se diante de uma situação de ilhamento o esquema de rejeição e alívio de cargas conseguir manter o equilíbrio entre carga e geração do sistema elétrico, pode-se evitar um blecaute.

Um estudo de caso, utilizando um sistema real pertencente a uma importante refinaria de petróleo brasileira, foi utilizado no desenvolvimento da pesquisa. Foram realizadas simulações no *software* ANATEM para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações típicas e verificar a adequação dos ajustes de ilhamento e do sistema de alívio de carga implementados para a planta.

A principal contribuição esperada do desenvolvimento desta dissertação está relacionada a sua aplicação prática. O trabalho pode ser utilizado como referência para projetos de proteção de conexão e de sistemas de alívio de carga em unidades industriais com geração própria. Os estudos elétricos realizados e as estratégias adotadas, como a validação dos modelos, possibilitam a implementação de esquemas e sistemas capazes de preservar a integridade do sistema elétrico industrial estudado.

O trabalho também identificou oportunidades de melhoria nos ajustes da proteção de ilhamento e no sistema de rejeição e alívio de cargas da refinaria em estudo. Para a proteção de ilhamento foi identificada uma alteração de ajuste que permite postergar ao máximo o ilhamento, evitando portanto desconexões desnecessárias. Para o sistema de rejeição e alívio de cargas foi recomendada a instalação de esquema de retaguarda para o caso de falha do esquema principal, elevando assim a confiabilidade do sistema.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

O primeiro capítulo faz uma introdução das técnicas para disparo de ilhamento em sistemas elétricos industriais com geração própria e apresenta a relevância do tema. São também apresentados os objetivos e as contribuições desta dissertação. Descreve-se de forma resumida o estado da arte com algumas publicações relacionadas ao tema e finalmente a estrutura deste documento.

O segundo capítulo trata das técnicas para disparo de ilhamento em sistemas elé-

tricos industriais. É feita uma revisão bibliográfica das técnicas disponíveis. Na primeira parte são apresentadas técnicas para identificar que o sistema elétrico industrial está em operação ilhada com uma parcela do sistema elétrico da concessionária. Nesta situação, podem ser empregados métodos locais, remotos ou híbridos para disparo do ilhamento e preservação do sistema elétrico local. Em um segundo momento são apresentados esquemas de proteção da conexão que visam prover a máxima sensibilidade para faltas e condições indesejáveis, mas evitar a sua operação sob todas as condições permissíveis e toleráveis.

O terceiro capítulo trata dos sistemas de alívio de carga. Após a desconexão do sistema elétrico industrial, deve haver ações sistêmicas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga. São apresentadas as medidas adotadas em sistemas com excesso de geração e as medidas adotadas em sistemas com excesso de carga.

O quarto capítulo apresenta casos exemplos reais. São apresentados sistemas de ilhamento e sistemas de alívio de cargas de três refinarias reais.

O quinto capítulo trata de um estudo de caso. São apresentados os estudos de transitórios eletromecânicos que balizaram o ajuste da proteção de ilhamento da refinaria. Para o desenvolvimento dos estudos foi utilizado o banco de dados do sistema interligado nacional disponibilizado pelo *ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)*. Os modelos utilizados na representação dos geradores síncronos, dos sistemas de excitação, dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras são descritos. Para validação dos modelos são apresentados testes reais no turbo gerador a gás da refinaria e perturbações reais no sistema elétrico em estudo. Para finalizar o capítulo são apresentados cenários específicos simulados no *ANATEM* para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações e verificar os ajustes de ilhamento implementados para a planta.

O sexto capítulo trata de oportunidades de melhoria identificadas no estudo de caso. Para o sistema de descarte de cargas, a implementação de sistema de retaguarda permite elevar a confiabilidade do sistema elétrico industrial. São apresentados cenários adicionais simulados no *ANATEM* que indicam novos ajustes para a proteção de ilhamento da Refinaria 1. A implementação de novos ajustes eleva a confiabilidade do sistema elétrico industrial ao permitir postergar o ilhamento tempo suficiente para coordenar com o tempo de recuperação de instabilidades temporárias na concessionária.

O sétimo capítulo apresenta as principais conclusões deste trabalho, além das sugestões para trabalhos futuros.

No oitavo capítulo são disponibilizadas as referências bibliográficas consultadas.

O Anexo A contém dados típicos de máquinas elétricas.

## 2 Técnicas para disparo de ilhamento

### 2.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar as técnicas para disparo de ilhamento em sistemas elétricos industriais.

Na primeira parte são apresentadas técnicas para identificar que o sistema elétrico industrial está em operação ilhada com uma parcela do sistema elétrico da concessionária. Nesta situação, podem ser empregados métodos locais, remotos ou híbridos para disparo do ilhamento e preservação do sistema elétrico local.

Na segunda parte são apresentados esquemas de proteção da conexão que visam prover a máxima sensibilidade para faltas e condições indesejáveis, mas que evitem a sua operação sob todas as condições permissíveis e toleráveis.

### 2.2 Ilhamento dos sistemas elétricos

O ilhamento é o processo em que o sistema elétrico de potência se divide em segmentos, sendo cada um deles com geração própria. O ilhamento pode ser iniciado por uma ação deliberada de emergência, resultado da atuação de uma função de proteção ou controle, ou devido a erro humano ([MARCHESAN, 2016](#)). Muitos estudos relacionados ao tema “ilhamento” têm sido realizados, e não apenas no contexto nacional ([FERREIRA, 2022](#)).

Neste capítulo serão apresentados os desdobramentos que levam um sistema elétrico de potência a operar de forma ilhada. Na Figura 1 é apresentado um mapa para a desconexão de um sistema elétrico com geração própria. Nesta figura observa-se que a partir da alteração das grandezas elétricas de entrada, ações devem ser desencadeadas até a decisão pela abertura do ponto de conexão com a consequente formação de ilha.

A partir da alteração nas grandezas elétricas medidas no ponto de entrada, duas condições devem ser identificadas. A primeira condição a ser verificada é se o sistema elétrico passou a condição de ilhado. Observa-se que a formação de ilha no sistema elétrico local não significa necessariamente que houve abertura do ponto de conexão. O sistema elétrico local pode formar uma ilha com uma porção do sistema elétrico da concessionária. Para identificar essa situação deve-se fazer uso de técnicas de detecção de ilhamento para que se possa proceder com a desconexão do sistema elétrico de potência. A desconexão deve ser feita para se evitar os seguintes problemas ([FERREIRA, 2022](#)):

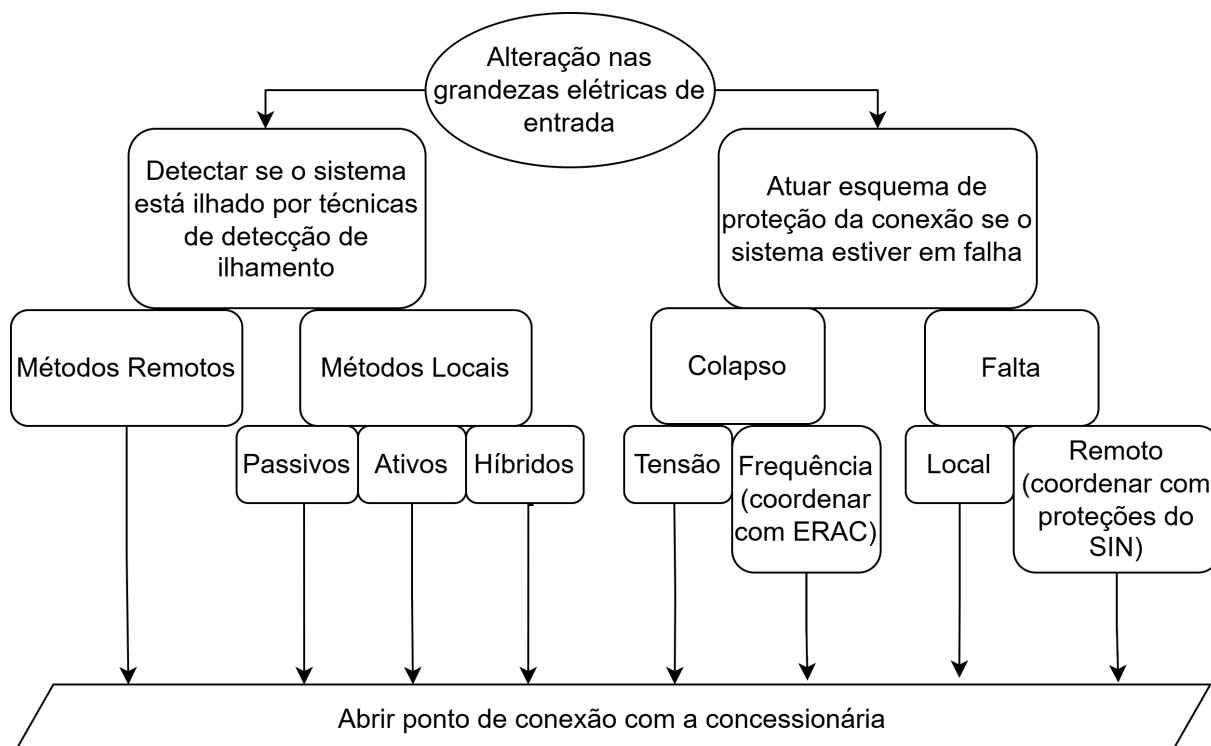


Figura 1 – Mapa para desconexão do sistema elétrico. Fonte: autoria própria.

- Segurança das equipes de manutenção e dos consumidores em geral devido às áreas permanecerem energizadas.
- Qualidade da energia fornecida na rede ilhada fora do controle da concessionária.
- Coordenação do sistema de proteção da rede ilhada insatisfatória devido à redução dos níveis de curto-circuito.
- Sistema ilhado com aterramento inadequado devido à perda da concessionária.
- Reenergização da rede com o gerador distribuído fora de sincronismo.

As técnicas de detecção de ilhamento serão apresentadas nas seções seguintes.

A segunda condição a ser verificada é se o sistema elétrico está em falha. Neste caso deve entrar em ação o esquema de proteção do ponto de conexão. Dependendo da natureza da falha, esquemas de alívio de carga devem atuar. Os esquemas de proteção devem coordenar com as proteções da concessionária evitando a desconexão desnecessária. Deve haver coordenação com as proteções principais e de retaguarda através da utilização de temporização adequada. Porém, um tempo limite deve ser observado para que não ocorra perda de estabilidade das unidades geradoras do sistema elétrico local.

O esquema de proteção do ponto de conexão e seu comportamento para cada modo de falha também será apresentado nas seções seguintes.

## 2.3 Técnicas de detecção do ilhamento

Nesta seção será apresentada uma revisão bibliográfica sobre os métodos de detecção de ilhamento. Os métodos podem ser classificados como locais ou remotos, de acordo com o emprego de comunicação entre os dispositivos.

### 2.3.1 Métodos Remotos

As técnicas remotas dependem de comunicação entre o sistema elétrico do auto-produtor e o sistema da concessionária. Costumam ser mais efetivas e não dependem de intercâmbio de potência no momento do ilhamento. No entanto costumam ser mais dispendiosas por necessitarem de um sistema de comunicação veloz e confiável (MARCHESAN, 2016).

a) Transferência Direta de Disparo: se baseia no estado dos disjuntores para realizar a detecção do ilhamento. Necessita de comunicação com todos os elementos que podem causar ilhamento.

b) Método Passivo Supervisionado: nos métodos passivos o ilhamento é detectado através de medições locais do sistema elétrico. Eles podem sofrer desligamentos indevidos durante eventos como curto-circuito e chaveamento de grandes blocos de carga. O método passivo supervisionado visa minimizar este problema utilizando comunicação entre o sistema elétrico local e a concessionária. A comunicação permite identificar quando as variações nas grandezas elétricas indicam um ilhamento e somente desencadeia a desconexão nestes casos.

c) Técnicas baseadas em Sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*): se baseiam na monitoração do estado de todos os disjuntores que podem promover o ilhamento. Quando ocorre um ilhamento, o sistema SCADA identifica os geradores afetados e envia um sinal para desconexão dos sistemas ilhados.

d) Técnicas baseadas em Sistema PLCC (*Power Line Carrier Communication*): um transmissor localizado no lado da concessionária emite continuamente um sinal que é recebido pelos geradores assegurando a permanência da conexão com o sistema interligado. No momento em que a conexão se perde, o sinal deixa de ser recebido determinando assim que o sistema está ilhado.

e) Técnicas Baseadas em PMUs (*Phasor Measurements Units*): as técnicas baseadas em unidades de medidas fasoriais (sincrofasores) utilizam dados medidos de PMUs no sistema elétrico local e no sistema elétrico interligado para determinar se existe ou não formação de ilhas. Essas técnicas podem se fundamentar em variáveis como a diferença angular entre os sistemas ou a taxa de variação de fase.

Os sincrofasores são amplamente utilizados para monitorar o estado dos sistemas

de energia (MUSTAFA; GARG; SWAMINATHAN, 2014). As normas IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) C37.118-2005 e IEEE C37.118-2011 definem as medições fasoriais sincronizadas, bem como o formato da mensagem para comunicar esses dados em um sistema em tempo real. Além das informações sincronizadas de tensão e corrente, as mensagens podem ser usadas para fornecer informações como dados analógicos adicionais, informações de status e sinais de controle.

Medições sincronizadas de fasores, chamadas de sincrofases, são essenciais para o sistema de energia. Quando referenciados em coordenadas de tempo, os sinais sincronizados fornecem uma fotografia instantânea de todo o sistema de energia, conforme ilustrado na Figura 2.

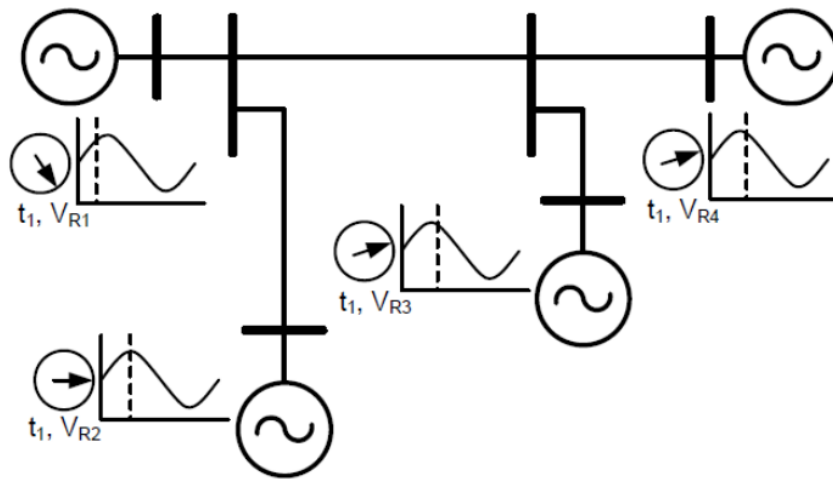


Figura 2 – Sistema sincronizado de área ampla. Fonte: Mustafa, Garg e Swaminathan (2014).

A Figura 3 mostra a configuração do sistema proposto para o esquema de ilhamento baseado em sincrofases para a subestação de Manifa, que supre o quinto maior campo de petróleo do mundo, da Saudi Aramco. A subestação tem fibra ótica dedicada para comunicação com a subestação de Abu Hydriyah, responsável pelo serviço de abastecimento de água do complexo. Abu Hydriyah é uma subestação que está conectada em uma linha de 380 kV da concessionária. A comunicação de sincrofases entre as duas subestações ocorre na taxa de 60 mensagens por segundo devido ao canal de comunicação direta existente entre as duas subestações. A subestação de Abu Hydriyah está a aproximadamente 90 quilômetros e duas barras de distância da subestação de Manifa. A subestação de Abu Hydriyah fornece as referências de tensão e ângulo da rede externa para a subestação de Manifa, que coleta as grandezas fasoriais sincronizadas e utiliza as medições para obter um melhor desempenho nos esquemas de ilhamento.

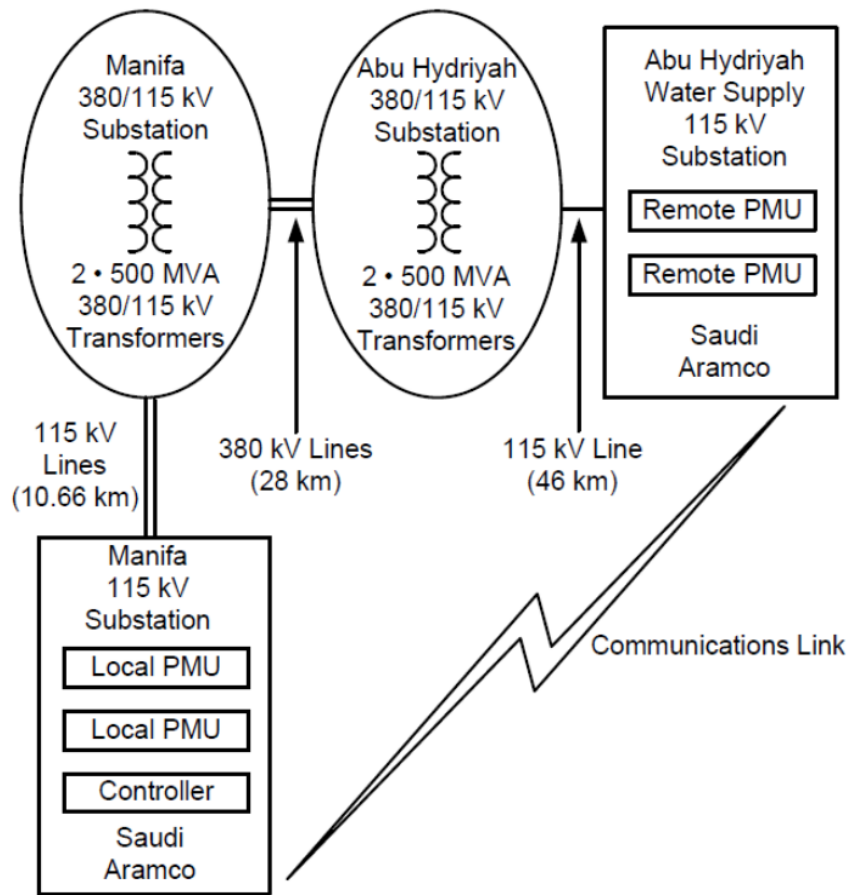


Figura 3 – Solução de Sincrofasores de Área Ampla. Fonte: [Mustafa, Garg e Swaminathan \(2014\)](#).

### 2.3.2 Métodos Locais

Os métodos locais são aqueles que não dependem de uso de comunicação entre os dispositivos. Se a ocorrência de operação ilhada puder ser detectada com precisão no lado da geração distribuída, então é possível omitir o sistema de transferência de trip, permitindo uma estruturação econômica de um sistema de potência distribuído. Esse tipo de detecção local (utilizando apenas informações do lado da geração distribuída) pode ser categorizado, de forma geral, em método passivo, ativo e híbrido ([FUNABASHI; KOYANAGI; YOKOYAMA, 2003](#); [MARCHESAN, 2016](#)). A Tabela 2 mostra as características dos métodos passivo e ativo.

Tabela 2 – Tabela Comparativa entre os Métodos Passivo e Ativo. Traduzida de [Funabashi, Koyanagi e Yokoyama \(2003\)](#)

Item	Método Passivo	Método Ativo
Princípio	Monitora alterações na tensão, frequência, harmônicos	Aplica perturbações a partir dos recursos distribuídos
Tempo de detecção	Curto	Longo
Zona morta	Necessária	Não necessária
Operação incorreta	Possível	Pouco provável
Influência no sistema de distribuição	Nenhuma	Possível, como flutuação de tensão

No método passivo, diversos valores são constantemente monitorados, como variações de tensão, frequência, distorção harmônica, etc., medidos no ponto de interconexão da geração distribuída. Quando ocorre uma condição de operação ilhada, esses valores mudam significativamente em relação aos valores regulares observados durante a interconexão com o sistema da concessionária. Utilizando esse fato, a ocorrência da operação ilhada é detectada. O método passivo apresenta uma característica notável de permitir uma detecção altamente sensível e rápida. Uma desvantagem é que pode ocorrer operação incorreta se houver uma mudança súbita de carga. Além disso, a detecção é impossível a menos que a mudança de carga no momento da separação do sistema exceda a faixa de compensação assegurada pelo sistema de controle do gerador ([FUNABASHI; KOYANAGI; YOKOYAMA, 2003](#)).

O relé ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) é geralmente aceito como o método padrão para proteção contra ilhamento em sistemas distribuídos. Esses relés monitoram a forma de onda da tensão e operam quando a taxa de variação da frequência excede um valor definido e sua duração ultrapassa um tempo de retardo configurado. O monitor de deslocamento de fase atua quando há mudanças no deslocamento de fase da forma de onda de tensão do sistema. Esses deslocamentos de fase são resultados diretos das mudanças na frequência do sistema. No método de flutuação de potência, são utilizadas variações na potência de saída do gerador. Se o detector de operação ilhada operar incorretamente, o disjuntor no ponto de interconexão é desligado, e pode demorar bastante tempo até a restauração. Por essa razão, é necessário considerar cuidadosamente os ajustes de operação do detector de ilhamento ([FUNABASHI; KOYANAGI; YOKOYAMA, 2003](#)).

No caso do método ativo, o estado de operação ilhada pode ser detectado mesmo sob uma condição de equilíbrio entre geração e carga, a qual não pode ser percebida pelo método passivo. Nesse caso, uma perturbação externa é sempre aplicada pela geração distribuída ao sistema da concessionária, de modo que a tensão e a frequência sejam alteradas

de forma garantida quando se presume uma condição de operação ilhada (FUNABASHI; KOYANAGI; YOKOYAMA, 2003).

Em contraste com o sistema passivo, o sistema ativo requer tempo para aplicar a perturbação externa e detectar mudanças de frequência, etc., resultantes dessa perturbação. Como resultado, o tempo de detecção tende a ser maior. No entanto, teoricamente, existe a vantagem de não haver zona morta. Recomenda-se o uso de uma combinação de sistemas passivos e ativos, ou híbridos, para garantir a prevenção completa da operação ilhada (FUNABASHI; KOYANAGI; YOKOYAMA, 2003).

### 2.3.2.1 Métodos Passivos

Os métodos passivos estão fundamentados na interpretação de parâmetros como tensão, corrente, frequência e taxa de distorção harmônica, entre outros, no ponto de conexão do sistema elétrico com a concessionária (MARCHESAN, 2016). Ao contrário das técnicas ativas, não causam nenhuma perturbação no sistema, não deteriorando a qualidade de energia do sistema da concessionária.

a) Sub/Sobrefrequência (ANSI 81): é uma das proteções de ilhamento mais utilizadas. Durante operação interligada, a frequência é controlada pela concessionária. Variações de carga e na geração local não criam variações perceptíveis na frequência. No caso de um ilhamento, ocorre uma variação de potência, que se não puder ser compensada pelos geradores locais, resulta em uma variação de frequência que é detectada pelos relés ANSI 81.

b) Sub/Sobretensão (ANSI 27/59): assim como as variações de frequência estão fortemente ligadas a variações de potência ativa, as variações de tensão estão ligadas a variações de potência reativa. A desconexão do sistema elétrico interrompe o fluxo de potência reativa e tem reflexo nas tensões.

c) Salto vetorial (*Vector Shift*) (ANSI 78): a corrente que flui entre o sistema elétrico e a concessionária provoca uma queda de tensão sobre a impedância equivalente que existe entre os sistemas. A ocorrência de um ilhamento gera uma brusca alteração de corrente, provocando uma variação na fase de tensão que é detectada pelo relé de salto vetorial.

d) Taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency*, ROCOF) (ANSI 81R): o desbalanço entre a potência ativa gerada e consumida durante um ilhamento faz com que a frequência varie em uma determinada taxa. O relé que monitora a taxa de variação da frequência com o tempo calcula a derivada da frequência no tempo e se esta exceder um limiar, o sistema é considerado ilhado.

e) Taxa de variação de frequência sobre variação de potência: durante operação normal, variações de potência não causam variações na frequência, pois o momento de

inércia do sistema da concessionária é muito grande. Nestas condições, a variação de frequência pela variação de potência é pequena. É possível detectar uma operação ilhada quando variações de potência tem reflexo na frequência, pois a constante de inércia diminui.

f) Medição de harmônicos: para sistemas conectados por meio de conversores, ocorre a produção de harmônicos que são absorvidos pela concessionária fazendo com que a taxa de distorção harmônica (TDH) da tensão se mantenha baixa. É possível detectar uma operação ilhada quando ocorre uma rápida alteração da TDH.

g) Desequilíbrio de tensão: algumas gerações distribuídas não têm capacidade de manter o nível de tensão quando ilhadas, sendo possível detectar o ilhamento quando o desequilíbrio aumenta.

h) Métodos multicriteriais: nestes métodos, com a finalidade de melhorar a sensibilidade da detecção e evitar a ocorrência de disparos indevidos, muitas propostas fazem uso de uma combinação dos critérios anteriores para definir o estado do sistema elétrico.

i) Técnicas utilizando a transformada Wavelet e árvores de decisão: é um método de reconhecimento de padrões para detectar ilhamentos que considera os coeficientes de energia da transformada Wavelet. A transformada é aplicada sobre os sinais de tensão e corrente e os transitórios geram coeficientes que são classificados utilizando uma árvore de decisão.

j) Máquina de vetores de suporte: é basicamente uma técnica de reconhecimento de padrões que atua no sentido de classificar o sistema como ilhado ou não ilhado.

k) Lógica Fuzzy e Redes Neurais: algumas soluções utilizando lógica fuzzy e redes neurais podem ser encontradas na literatura.

A solução proposta por [Kazeem, Eneh e Igweh \(2021\)](#) utiliza um sistema de inferência neuro-fuzzy adaptativo para a detecção de ilhamento em redes de distribuição com geração distribuída conectada. A técnica baseia-se em parâmetros passivos durante o ilhamento para sua detecção. Esses parâmetros passivos — tensão, taxa de variação da frequência (ROCOF) e taxa de variação da potência (ROCOP) — formam as entradas para o treinamento e validação do método proposto de detecção de ilhamento.

Um classificador baseado em regras fuzzy, que foi testado utilizando características para detecção de ilhamento em geração distribuída, foi desenvolvido por [Samantaray et al. \(2010\)](#). Na técnica, os limites iniciais de classificação são determinados utilizando uma árvore de decisão. A partir dos limites de classificação, definidos pela árvore de decisão, são desenvolvidas as funções de pertinência fuzzy e a base de regras correspondente é formulada para a detecção de ilhamento.

Um novo sistema de diagnóstico integrado para detecção de ilhamento por meio

de uma abordagem neuro-fuzzy para geração distribuída, baseada em inversores conectados à rede, foi proposto por [Hashemi, Ghadimi e Sobhani \(2013\)](#). O principal foco do esquema é reduzir a zona de não detecção ao mínimo possível e manter a qualidade da energia fornecida inalterada. Além disso, essa técnica também pode superar o problema de definição dos limiares de detecção, inerente às técnicas existentes.

Apesar de terem apresentado bons resultados, a principal desvantagem dos métodos que utilizam lógica fuzzy e redes neurais é a característica abstrata de sua lógica e a necessidade de um especialista para gerar os padrões de treinamento ([MARCHESAN, 2016](#)).

1) Técnicas baseadas na frequência de oscilação e no amortecimento dos geradores síncronos: quando ocorre uma perturbação no sistema elétrico, durante operação paralela entre gerador e concessionária, a frequência do gerador tende a oscilar de maneira amortecida. Desconsiderando-se o efeito dos reguladores de tensão e velocidade, a frequência não oscila durante o ilhamento, podendo ser esta modelada por uma função exponencial.

#### 2.3.2.2 Métodos Ativos

Os métodos ativos forçam o sistema de distribuição a uma condição instável que é estabilizada pela conexão com o sistema principal da concessionária, ou provocam uma perturbação que é absorvida por este. Quando ocorre o ilhamento, a conexão com o sistema da concessionária é perdida e os parâmetros das gerações locais (tensão, frequência, impedância e outros) sofrem uma variação que é utilizada para detecção de ilhamento. De um modo geral são métodos que causam a deterioração da qualidade de energia e estão associados a geradores que utilizam inversores para a conexão com a rede elétrica ([MARCHESAN, 2016](#)).

a) Métodos que forçam um desvio de frequência: esses métodos consistem em injetar a corrente no sistema de distribuição através de um conversor de maneira que em caso de ilhamento haja uma rápida variação de frequência. Quando conectado em paralelo, a frequência do sistema é regulada pela rede.

b) Medição de impedância: normalmente, durante a ocorrência de um ilhamento o valor de impedância equivalente medida a partir da geração distribuída se altera. Durante operação normal a impedância é baixa e no caso de um ilhamento a impedância tende a aumentar.

c) Deslocamento de tensão: as técnicas baseadas no deslocamento de tensão consistem no fornecimento de um nível de tensão ligeiramente diferente da nominal. Durante operação normal o nível de tensão é mantido pela concessionária, sendo que na ocorrência de ilhamento haverá uma rápida alteração da tensão ultrapassando os limites

pré-estabelecidos e causando a detecção do ilhamento.

### 2.3.2.3 Métodos Híbridos

As técnicas híbridas buscam unir as vantagens das técnicas ativas e passivas, ou seja, apresentar boa sensibilidade para ilhamento, como nos métodos ativos, e não interferir na qualidade de energia, como nos métodos passivos. Geralmente, utilizam uma técnica passiva para realizar uma primeira avaliação do estado do sistema. Quando uma anormalidade é detectada um método ativo é empregado para forçar o sistema para uma condição que caracterize o ilhamento ([MARCHESAN, 2016](#)).

## 2.4 Esquema de proteção da conexão

Os esquemas de proteção da conexão devem prover máxima sensibilidade a faltas e condições indesejáveis, mas evitar sua operação sob todas as condições permissíveis e toleráveis ([FERREIRA, 2022](#)).

A proteção utilizada na interface visa proteger tanto a indústria quanto a concessionária, sendo a escolha das funções de proteção e definição de ajustes de grande importância para garantir a integridade e continuidade do fornecimento de energia elétrica ([MORAIS, 2014](#)).

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica, PRODIST, estabelecem que o paralelismo das instalações da central geradora com o sistema da distribuidora não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais usuários, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção ([ANEEL, 2021a](#)).

Alguns fatores devem ser observados quando da conexão do autoprodutor à rede da concessionária. O agente deve atender aos requisitos da proteção de interconexão com aprovação da concessionária. O agente deve dotar seu sistema elétrico de um esquema de alívio de cargas garantindo a operação das cargas prioritárias quando da abertura do paralelismo. O agente deve possuir um esquema de detecção automática de faltas na rede da concessionária que promova a desconexão do sistema elétrico local. O agente não pode energizar os circuitos da concessionária. O agente deve arcar com o investimento para financiar as modificações necessárias no sistema para acomodar a sua conexão. Por fim, o agente deve manter os ajustes da proteção de suas instalações conforme disposições estabelecidas nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST e, quando aplicáveis, nos Procedimentos de Rede do [ONS](#) ([MORAIS, 2014](#)).

Cabe ao esquema de proteção da conexão verificar se o sistema elétrico está em falha. Essa falha pode ser um colapso, seja de tensão ou de frequência. Neste caso, o

sistema elétrico local deve se desconectar da concessionária e na sequência, esquemas de alívio de carga ou geração devem atuar. Caso o sistema da concessionária esteja em falta, os esquemas de proteção devem coordenar com as proteções da concessionária evitando a desconexão desnecessária. Deve haver coordenação com as proteções principais e de retaguarda através da utilização de temporização adequada. Porém, um tempo limite deve ser observado para que não ocorra perda de estabilidade das unidades geradoras do sistema elétrico local.

### 2.4.1 Colapso do sistema elétrico da concessionária

O sistema de proteção da conexão deve detectar uma situação de iminente risco de colapso no sistema elétrico da concessionária e promover a desconexão, formando uma ilha contendo a indústria suprida apenas por sua própria geração interna (FERREIRA, 2022).

#### 2.4.1.1 Colapso de tensão

Os sistemas que fornecem energia para instalações industriais hoje são muito mais suscetíveis a colapsos de tensão, pois estes sistemas dependem cada vez mais de fontes de geração que estão localizadas remotamente dos centros de carga (MOZINA, 2007).

O sistema elétrico é muito dependente do sistema de transmissão para entregar energia para os centros de carga. A transmissão apresenta perdas de potência reativa, uma vez que a impedância das linhas de transmissão é principalmente reativa. Assim, quando as linhas de transmissão desligam, as demais linhas devem suportar o carregamento, o que resulta em perdas muito mais reativas do que resistivas. O resultado é uma queda de tensão no centro de carga enquanto a frequência permanece normal.

Por essas razões, a tensão, em vez da frequência, tornou-se um indicador importante de que o sistema elétrico está sob estresse. Concessionárias começaram a reconhecer isso e estão implementando esquemas de corte de carga por subtensão para complementar os esquemas existentes de corte de carga por subfrequência. Sistemas industriais com geração interna há muito usam subfrequência como o principal meio de decidir quando separar do sistema da concessionária. Mas a frequência pode permanecer normal à medida que a tensão cai para um patamar mais baixo que antecede um colapso completo da tensão. Desta forma, a desconexão por tensão, além da frequência, pode ser necessária para permitir que o sistema industrial detecte que a concessionária está prestes a entrar em colapso.

A tensão de um sistema elétrico é resultado do equilíbrio entre o reativo consumido pelas cargas e a capacidade de suporte de reativo do sistema. Se não houver suporte de reativo suficiente, a tensão cairá. O impacto da tensão reduzida depende da natureza da

carga. Para uma carga resistiva, a corrente diminuirá e ajudará a limitar a necessidade de suporte reativo. As cargas motóricas são essencialmente de potência constante. Quanto mais baixa a tensão, mais corrente consomem, aumentando a necessidade de suporte de reativo. As cargas dos sistemas elétricos industriais são em maioria motóricas, tornando assim o sistema mais suscetível ao colapso de tensão.

A Figura 4 ilustra um sistema elétrico simplificado com um gerador remoto fornecendo energia para uma carga através de seis linhas de transmissão.

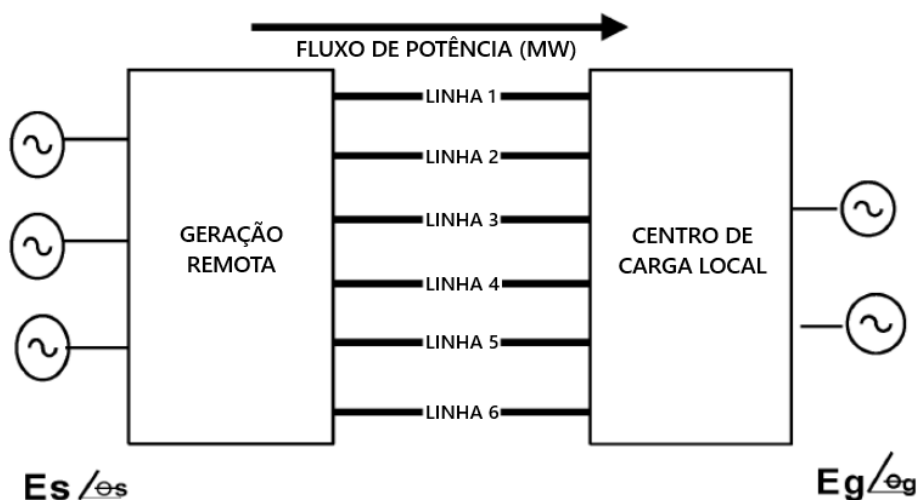


Figura 4 – Sistema Elétrico de Exemplo. Fonte: Adaptada de [Mozina \(2007\)](#).

A Figura 5 ilustra como a tensão decai à medida que a potência transferida para o centro de carga aumenta. Este tipo de análise permite determinar a capacidade real de transferência de potência através de um sistema de transmissão. Partindo de um caso base, com todas as linhas em serviço, fluxos de carga são calculados incrementando-se a potência transferida e monitorando-se a tensão do sistema. Quando as transferências de energia atingem um nível alto o suficiente, uma tensão estável não pode ser sustentada e a tensão do sistema entra em colapso. Este ponto é chamado de “nariz” da curva.

O conjunto de curvas PV mostra que, para as condições base, representadas na curva A, a tensão permanece relativamente constante à medida que a carga local aumenta. O sistema é seguro e estável à esquerda do ponto A1. Após a ocorrência de uma contingência, com trip de um circuito de transmissão, a nova condição é representada pela curva B, com tensões menores (em relação à curva A), no ponto B1. O sistema deve ser operado dentro do nível de carga, antes do nariz da curva B. Se ocorrer nova contingência, então a curva C deve ser considerada. Neste caso, por ultrapassar o nariz da curva C, o sistema cai em região de instabilidade com a ocorrência de colapso de tensão.

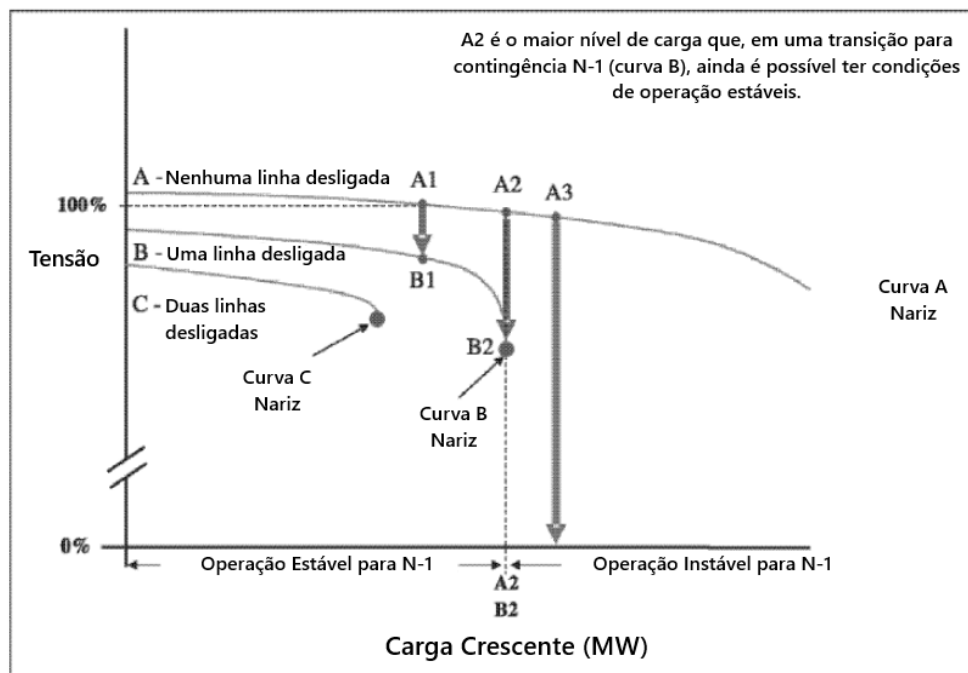


Figura 5 – Curva de Potência Ativa versus Tensão (P-V). Fonte: Adaptada de [Mozina \(2007\)](#).

#### 2.4.1.2 Colapso de frequência

Visando o controle da frequência no Sistema Interligado Nacional, o [ONS](#) descreve, nos procedimentos de rede, os critérios utilizados para implantação de esquemas regionais de alívio de carga por subfrequência, chamado de [ERAC](#) (*Esquema Regional de Alívio de Carga*), e estabelece os procedimentos a serem seguidos pelos Centros de Operação do [ONS](#) e dos Agentes para o gerenciamento da carga ([ONS, 2024a](#)).

A finalidade do [ERAC](#) é efetuar o desligamento automático de blocos de carga, de modo a prevenir a ocorrência de subfrequências inferiores a valores pré-estabelecidos.

O [ERAC](#) efetua o corte de carga por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo ( $df/dt$ ), medida em uma janela de frequência, e/ou por meio de relés de frequência absoluta, que atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas, sempre que forem atingidos os valores de taxa de frequência, frequência absoluta e temporização caso exista. Na Tabela 1 é apresentado o [ERAC](#) da região sudeste. Cada região do país possui seu esquema regional de alívio de carga.

O tempo máximo admissível para o relé identificar uma variação de frequência, ou seja, para a sensibilização da função de subfrequência, deve ser da ordem de 3 ciclos ou conforme orientação do catálogo do fabricante do equipamento. Em relação à abertura do disjuntor, considera-se um tempo máximo de 100 ms, tempo esse que varia com o nível de tensão do equipamento. Assim sendo, o tempo máximo total para a atuação do [ERAC](#) deve ser da ordem de 150 ms.

Tabela 1 – Tabela do ERAC Região Sudeste. Fonte: ONS (2024a)

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	5
2º	58,2	6
3º	57,9	7
4º	57,7	8
5º	57,5	9

Para a preservação da confiabilidade do SIN, as cargas incluídas nos ERAC não deverão ser coincidentes com as cargas incluídas no Plano de Corte Manual de Cargas - PCMC dos agentes e nos Esquemas Regionais de Subtensão.

O corte automático de carga das Distribuidoras de Energia e Consumidores Industriais conectados à Rede Básica é proporcional à participação de sua carga em uma determinada área/região, considerando a demanda máxima coincidente da área afetada.

É desejável que o sistema de ilhamento da unidade industrial seja coordenado com as ações do ERAC. À medida que os estágios de alívio de carga são atingidos espera-se que o sistema interligado possa restabelecer o seu equilíbrio, não sendo necessária a desconexão. O ilhamento somente deve ocorrer se as ações de alívio não forem efetivas e o sistema interligado caminhar para uma situação de blecaute. Nestes casos, relés de taxa de variação de frequência podem auxiliar nesta decisão.

#### 2.4.2 Falta no sistema elétrico da concessionária

Um tempo máximo de eliminação de faltas no sistema elétrico da concessionária deve ser observado para que não ocorra perda de estabilidade das unidades geradoras do sistema elétrico local. Este tempo é definido com base em estudos de estabilidade angular.

No estudo de estabilidade é verificado se o tempo de eliminação de falta está adequado para preservar o sincronismo entre o sistema elétrico local e a concessionária quando da ocorrência de curtos-circuitos. Tempos de eliminação da falta elevados podem causar instabilidade, levando os rotores dos geradores a elevadas excursões de ângulo, causando torques perigosos que possuem alto potencial de danos. A corrente nos geradores durante o escorregamento causado pela perda de sincronismo pode ser maior que aquela de contribuição durante um curto-circuito (MORAIS, 2014).

Para examinar a estabilidade de um sistema é possível utilizar uma técnica chamada de critério da igualdade de áreas (STEVENSON, 1986). O sistema indicado na Figura 6 será utilizado para descrever a técnica. No ponto P, próximo ao barramento, ocorre uma falta trifásica, que é eliminada pelo disjuntor A após um curto intervalo de

tempo. Pela proximidade, o curto-circuito anula a tensão no barramento. Neste momento a potência elétrica de saída do gerador é zero até a eliminação da falta.

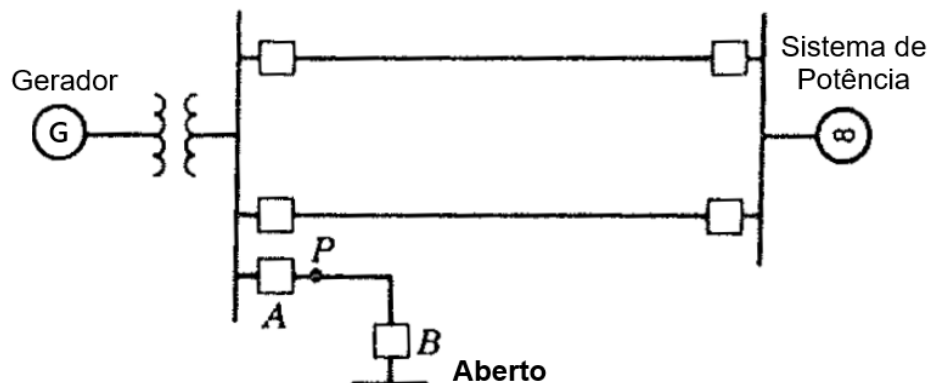


Figura 6 – Diagrama unifilar do sistema de exemplo. Fonte: Adaptada de [Stevenson \(1986\)](#).

As condições de antes, durante e depois da falta podem ser compreendidas a partir das curvas de ângulo-potência. Inicialmente o gerador encontra-se operando em velocidade síncrona, com potência mecânica de entrada igual a potência elétrica de saída no ponto a da Figura 7 (a). Quando a falta ocorre, a potência elétrica de saída torna-se subitamente nula, enquanto a potência mecânica de entrada permanece inalterada como indicado na Figura 7 (b). A diferença em potência deve ser levada em conta pela razão da variação de energia cinética armazenada nas massas do rotor. Isto pode ser obtido bastando apenas um aumento na velocidade, que por sua vez resulta da potência de aceleração. A velocidade do rotor, relativa à velocidade síncrona, aumenta linearmente com o tempo quando o ângulo do rotor avança para o ângulo de abertura, isto é, a máquina vai do ponto b para c. Quando a falta é eliminada, a potência elétrica de saída aumenta abruptamente para um valor correspondente ao ponto d. Em d, a potência elétrica de saída excede a potência mecânica de entrada e, portanto, a potência de aceleração é negativa. Como uma consequência, o rotor diminui a velocidade à medida que a potência elétrica vai de d para e na Figura 7 (c). Em e a velocidade do rotor é novamente síncrona e o ponto é escolhido de forma que as áreas A1 e A2 sejam iguais. A potência de aceleração em e é ainda negativa e, portanto, o rotor deve continuar a diminuir a velocidade. A velocidade relativa é negativa e o ângulo do rotor move-se retornando para o ponto a, onde a velocidade do rotor é menor que a síncrona. De a até f, a potência mecânica excede a potência elétrica e a velocidade do rotor aumenta novamente até alcançar o sincronismo em f. O ponto f está alocado de forma que as áreas A3 e A4 sejam iguais. Na ausência de amortecimento o rotor poderia continuar a oscilar na sequência f-a-e, e-a-f, etc.

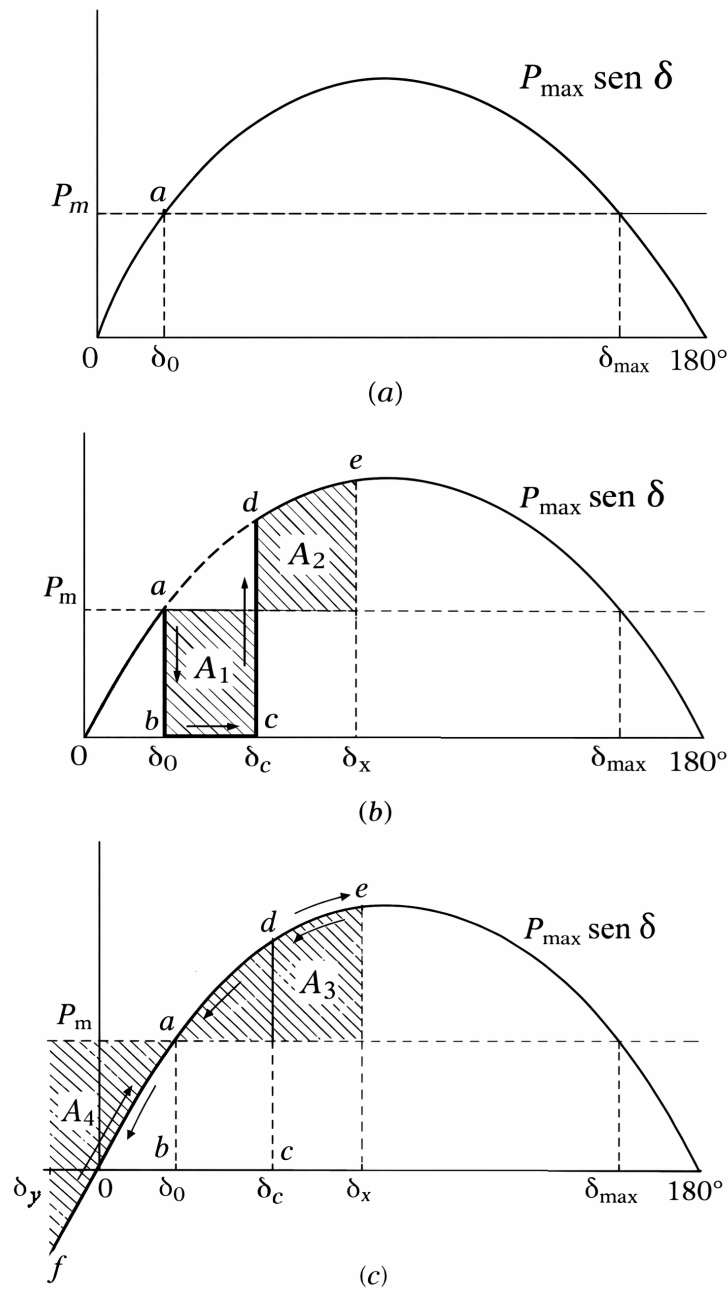


Figura 7 – Curvas ângulo-potência. As áreas  $A_1$  e  $A_2$  são iguais às áreas  $A_3$  e  $A_4$ . Fonte: Stevenson (1986).

Num sistema em que uma máquina oscila em relação a um barramento infinito, pode-se usar este princípio de igualdade de áreas para determinar a estabilidade do sistema nas condições transitórias.

A área sombreada  $A_1$  é dependente do tempo necessário para eliminar a falta. Se houver um atraso na eliminação da falta o ângulo do rotor é aumentado. Consequentemente, a área  $A_1$  aumenta e o critério da igualdade de áreas requererá que a área  $A_2$  também aumente para restabelecer o rotor na velocidade síncrona num ângulo maior de máxima oscilação. Se o atraso na eliminação da falta é prolongado de tal maneira que o

ângulo do rotor oscile além do ângulo máximo da Figura 8, então a velocidade do rotor naquele ponto da curva está acima da velocidade síncrona quando a potência de aceleração positiva é novamente encontrada. Sob a influência dessa potência de aceleração positiva, o ângulo do rotor aumentará sem limite e resultará em instabilidade. Portanto existe um ângulo crítico para eliminação da falta e que satisfaz os requisitos do critério da igualdade de áreas para estabilidade.

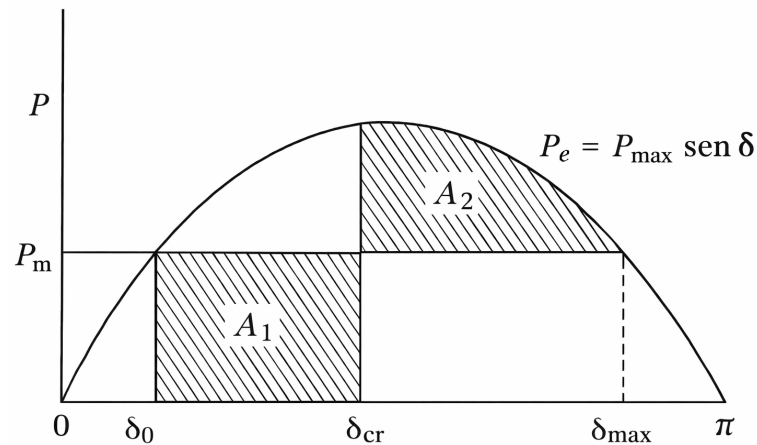


Figura 8 – Curva ângulo-potência indicando o ângulo crítico de abertura. Fonte: [Stevenson \(1986\)](#).

De acordo com o critério das áreas iguais, o sistema elétrico local deverá se desconectar do sistema da concessionária, quando este estiver em falta, em tempo inferior àquele indicado no estudo de estabilidade das unidades geradoras.

#### 2.4.2.1 Falta local – No ponto de conexão do sistema elétrico

Quando ocorre uma falta no circuito que alimenta o sistema elétrico industrial, esquemas de proteção devem atuar para promover a desconexão dos sistemas. A seguir são descritas as principais funções de proteção utilizadas ([MORAIS, 2014](#)).

a) Sobrecorrente (50/51): tem a função de proteger o sistema da concessionária e do consumidor contra sobrecorrente. Os ajustes instantâneos devem ser feitos para correntes maiores que a máxima contribuição para faltas fora do sistema industrial, evitando desta forma desligamentos durante curtos externos. Os ajustes das funções de sobrecorrente temporizada de fase e neutro devem estar compatíveis com todas as solicitações transitórias e permanentes necessárias à operação da planta.

b) Subtensão (27): tem a função de desligar o disjuntor de conexão quando a tensão estiver abaixo do limite determinado pela distribuidora. Pode ser usado também como back-up da proteção por corrente de fase quando esta não possui sensibilidade adequada. Possuem curva de tempo inverso e unidade instantânea. Ajustes instantâneos devem ser

utilizados com cuidado para evitar operações indevidas durante transitórios no sistema da concessionária e ocorrência de afundamentos de tensão.

c) Sobretensão (59): tem a função de desligar o disjuntor de conexão quando a tensão estiver elevada, evitando a operação de para-raios, sobre-excitação de equipamentos e falhas de isolamento. Durante a operação ilhada pode ocorrer tensões elevadas devido a falhas de reguladores automáticos de tensão.

d) Subfrequência e Sobrefrequência (81U e 81O): tem a função de abrir a interligação quando a frequência estiver fora dos limites devido a condições indesejáveis de operação do sistema, evitando danos nas turbinas e geradores. Frequências baixas podem também sobre-excitar geradores e transformadores provocando sobreaquecimento.

e) Relé de Sincronismo (25): tem a função de garantir que o sincronismo entre a geração do consumidor e a concessionária seja feito dentro dos limites de tensão, frequência e ângulo. Este ajuste permite limitar o máximo escorregamento admissível, evitando torques excessivos no eixo das máquinas quando do fechamento do paralelo. O fechamento fora de fase pode causar sérios danos às máquinas, devido aos esforços a que elas são submetidas. Estes esforços causam o desgaste prematuro do eixo dos equipamentos, além de causar oscilações no sistema e perturbações na tensão.

f) Perda de Sincronismo (78): tem a função de abrir o paralelo entre o autoprodutor e a concessionária quando da perda de sincronismo. Na ocorrência de faltas na concessionária a geração tende a acelerar e há o risco da perda de sincronismo dependendo do tempo de eliminação da falta.

g) Corrente de Sequência Negativa (46): tem a função de eliminar curtos-circuitos desequilibrados, que geram correntes de sequência negativa. Pode ser ajustado abaixo da corrente de carga, sendo uma proteção rápida e efetiva contra faltas bifásicas ou faltas bifásicas envolvendo a terra, com baixos valores de curto-circuito e alta resistência de falta.

h) Sobrecorrente Direcional (67): tem a função de responder a faltas em uma só direção e podem trabalhar em conjunto com elementos convencionais, permitindo o trip destes quando a falta ocorrer na direção ajustada.

i) Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V): este relé permite o ajuste do pick-up da função de sobrecorrente abaixo da corrente de carga. Neles a curva de operação tempo-corrente muda em função da magnitude da tensão, ou seja, o pick-up cai proporcionalmente com a tensão do sistema.

j) Direcional de Potência (32): a função direcional de potência é ajustada para identificar o fluxo de carga na direção do autoprodutor para o sistema da concessionária, quando não há interesse em que o fluxo de potência se reverta.

k) Proteção de Distância (21): quando o comprimento da linha permitir, esta proteção pode ser utilizada na interconexão. Os relés de distância são ajustados de acordo com as impedâncias da linha e operam medindo a impedância da falta.

l) Sobretensão de Sequência Zero (59G): a proteção de sobretensão de sequência zero é utilizada para detectar faltas fase-terra no sistema da concessionária quando o sistema é isolado, visto a partir do sistema de geração própria.

#### 2.4.2.2 Falta remota – Em ponto distante da conexão do sistema elétrico.

Espera-se que a proteção temporizada opere somente como retaguarda e a instantânea para faltas internas no sistema do autoprodutor (MORAIS, 2014). Quando da ocorrência de uma falta em ponto distante da conexão do sistema elétrico, é desejável que a proteção da conexão aguarde a eliminação da falta e não promova a desconexão do sistema elétrico.

Lembrando que a escolha do melhor momento para efetuar a desconexão do sistema industrial é uma tarefa complexa, em que se busca o ponto ótimo entre duas situações. A desconexão deve ocorrer em tempo rápido o suficiente para preservação do sistema elétrico ilhado, mantendo a estabilidade angular de seus geradores e a qualidade de energia fornecida às unidades de processo. Mas a desconexão também deve ser lenta o suficiente para evitar ilhamentos desnecessários quando da ocorrência de transitórios recuperáveis no sistema da concessionária.

#### 2.4.2.3 Esquemas de Proteção de Ponto de Conexão Típicos

Os esquemas de proteção do ponto de conexão variam em função da complexidade do sistema elétrico industrial e também em função das características do sistema elétrico acessado. Unidades conectadas no sistema de transmissão possuem requisitos diferentes daqueles de unidades conectadas no sistema de distribuição.

O padrão IEEE C37.95-2002 apresenta orientações para a aplicação de sistemas de proteção em interconexões elétricas entre concessionárias e consumidores. O texto abrange desde os princípios de projeto e coordenação entre as partes até práticas modernas de proteção. O guia enfatiza a importância da coordenação entre concessionária e consumidor, consolidando boas práticas de segurança e continuidade de serviço em sistemas elétricos compartilhados (IEEE, 2014).

Para unidades conectadas no sistema de transmissão, deverão ser atendidos os requisitos indicados nos Procedimentos de Rede do ONS. O Submódulo 2.11 apresenta os requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção (ONS, 2024b). Como exemplo de requisito pode-se citar que a proteção dos componentes deve ser concebida de maneira a não depender de proteção de retaguarda

remota no sistema de transmissão e, quando de defeitos sólidos e sem ocorrência de falha de disjuntor, o tempo total de eliminação de faltas não deve exceder a 70 ms, no caso de sistemas acima de 230 kV, e a 90 ms, no caso de sistemas de 230 kV.

O Submódulo 2.10 trata dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão (ONS, 2024b). A conexão de consumidores ou autoprodutores de energia elétrica deverá atender requisitos técnicos mínimos, como por exemplo:

a) O acessante deve assegurar que seus disjuntores de fronteira sejam capazes de interromper, sem risco para o sistema, as correntes de curto-circuito no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão.

b) Os equipamentos devem ser capazes de operar satisfatoriamente, sem dani-ficação ou perda de vida útil, com os níveis de tensão da Rede Básica, na frequência fundamental, dentro da faixa de variação definida no Submódulo 2.3.

c) Os sistemas de proteção de suas instalações devem eliminar os defeitos, ope-rando com efetividade e segurança e em coordenação com as proteções das instalações de transmissão.

d) A carga deve ser adequadamente distribuída entre as fases.

e) A carga do acessante deve participar de medidas operativas para gerenciamento de cargas e de SEP, incluindo o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência (ERAC).

O Submódulo 2.6 trata dos requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações (ONS, 2011). Como exemplo de requisitos pode-se citar que todo com-ponente, exceção feita aos barramentos, deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção completamente independentes. Os conjuntos de proteção principal e alter-nada devem ser alimentados por bancos de baterias, retificadores e circuitos de corrente contínua independentes. Os sistemas de proteção principal, alternada (ou de retaguarda) devem ser constituídos, obrigatoriamente, por equipamentos independentes e dedicados para cada função transmissão da instalação, podendo esses equipamentos ser do tipo mul-tifunção. Os sistemas de proteção devem ter saídas para acionar disjuntores com dois circuitos de disparo independentes. Os sistemas de proteção devem ter, em condições normais ou durante perturbações, características de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa adequadas, a fim de que seu desempenho não comprometa a segurança do sistema elétrico.

Para unidades conectadas no sistema de distribuição, deverão ser atendidos os requisitos indicados no PRODIST (*Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*) da ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*). O módulo 3.0, seção 3.4, define os requisitos dos sistemas de proteção para usuários que não se enquadram como Microgeração e Minigeração Distribuída e como Central Geradora

(ANEEL, 2021b). O sistema de proteção das instalações do usuário que não se enquadre como Central Geradora ou Microgeração e Minigeração Distribuída, deve ser compatível com os requisitos de proteção da distribuidora, a qual deve disponibilizar as informações pertinentes à elaboração do respectivo projeto, incluindo tipos de equipamentos e ajustes. O usuário deve atender às condições estabelecidas no PRODIST e aos padrões e instruções da distribuidora relativamente à capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamentos, esquemas de teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas e oscilografia.

A norma de distribuição ND 5.33 da CEMIG, que trata dos requisitos para a conexão de consumidores ao sistema de distribuição, é um exemplo de instrução da distribuidora para a conexão de clientes em alta tensão (CEMIG, 2024). Como exemplo de requisitos para consumidores com geração em paralelo com o sistema da CEMIG, pode-se citar que as instalações elétricas do consumidor deverão possuir as funções de proteção e os intertravamentos necessários para evitar a energização do sistema da CEMIG, quando este estiver desligado. O consumidor é responsável legalmente sobre os eventuais danos materiais e pessoais decorrentes dessa energização.

Segundo a ND 5.33, as seguintes funções deverão ser ativadas nos relés de proteção com a conexão (CEMIG, 2024). A Figura 9 ilustra o esquema de proteção recomendado.

- **Função de distância (21/21N)**: que deve atuar para faltas no sistema da CEMIG, eliminando a contribuição do gerador do consumidor;
- **Função de verificação de sincronismo (25)**: permite o paralelismo de dois sistemas quando estiverem dentro dos limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase;
- **Função de subtensão (27)**: que deve atuar para o caso de ocorrência de tensão baixa;
- **Função de proteção contra falha de disjuntor (50D)**: Esta proteção atuará em outros disjuntores da subestação do consumidor e/ou no sistema de excitação dos geradores, eliminando as contribuições de curto-circuito do consumidor em caso de falha do disjuntor de interligação;
- **Função de sobretensão (59)**: que deve atuar para o caso de ocorrência de tensão elevada;
- **Função de sobretensão de neutro (59N)**: que deve atuar no caso de curto-circuito fase-terra, após o desligamento da alimentação da CEMIG, eliminando a sobretensão fase-terra resultante do estabelecimento de sistema isolado com defeito

entre fase e terra. Caso a instalação possua transformador de aterramento, esta função de proteção ficaria como retaguarda, atuando na eventualidade de uma falta fase-terra coincidindo com este equipamento estando fora de operação para manutenção;

- **Função direcional de potência (32)**: que deve limitar o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo consumidor. Deverão ser ajustadas duas unidades de potência, sendo uma para limitar a potência máxima consumida e outra para limitar a potência máxima injetada. A potência máxima consumida deve ser limitada a 105% da Carga Demandada. No caso de instalações com geradores em paralelismo permanente sem injeção (diesel, gás, solar, etc), o ajuste de potência máxima injetada do relé 32 deve considerar uma margem de 5% da potência da potência total de geração;
- **Função de sobrecorrente direcional de fase (67)**: que deve atuar para faltas entre fases no sistema da [CEMIG](#), eliminando a contribuição do gerador do consumidor;
- **Função de sobrecorrente direcional de sequência negativa (67Q)**: que deve atuar para faltas entre fases ou abertura de uma fase, no sistema da [CEMIG](#), eliminando a contribuição do gerador do consumidor;
- **Função de sobrecorrente direcional de fase (67/67N)**: que deve atuar para faltas no sistema da [CEMIG](#), eliminando a contribuição do gerador do consumidor;
- **Função de sobre e subfrequência 81 (O/U)**: que deve atuar para o caso de ocorrência de violações dos níveis máximos e mínimos de frequência;
- **Função de subfrequência 81 (U)**: que deve atuar desligando cargas de acordo com os requisitos do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC);

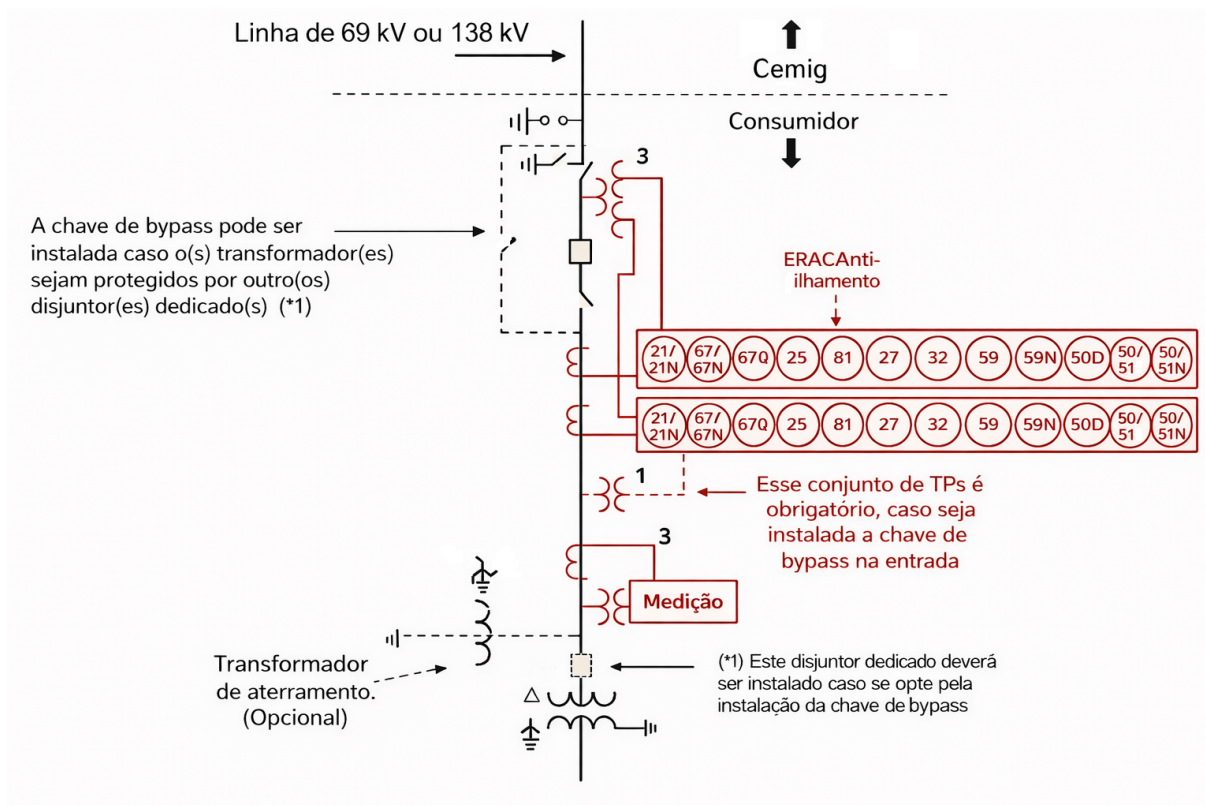


Figura 9 – Funções de proteção – Consumidor com uma entrada e com geração em paralelo com o sistema da CEMIG (momentâneo ou permanente). Fonte: CEMIG (2024).

Adicionalmente, alguns esquemas de proteção de ilhamento podem ser encontrados na literatura. Eles se baseiam na combinação de diversas funções de proteção para detectar e atuar na execução do ilhamento.

O esquema Audring-Lerch é um esquema de ilhamento que pode ser observado na Figura 10. O esquema proposto por Audring e Lerch (2011) é descrito na dissertação de Ferreira (2022). Para este esquema, destaca-se a parte da lógica que utiliza a função de subtensão (27) intertravada com a função sobrecorrente direcional (67). O objetivo do intertravamento é promover a separação entre os sistemas somente quando a função 67 detectar sobrecorrente no sentido “da indústria para o SIN”, evitando assim que faltas internas provoquem ilhamento.



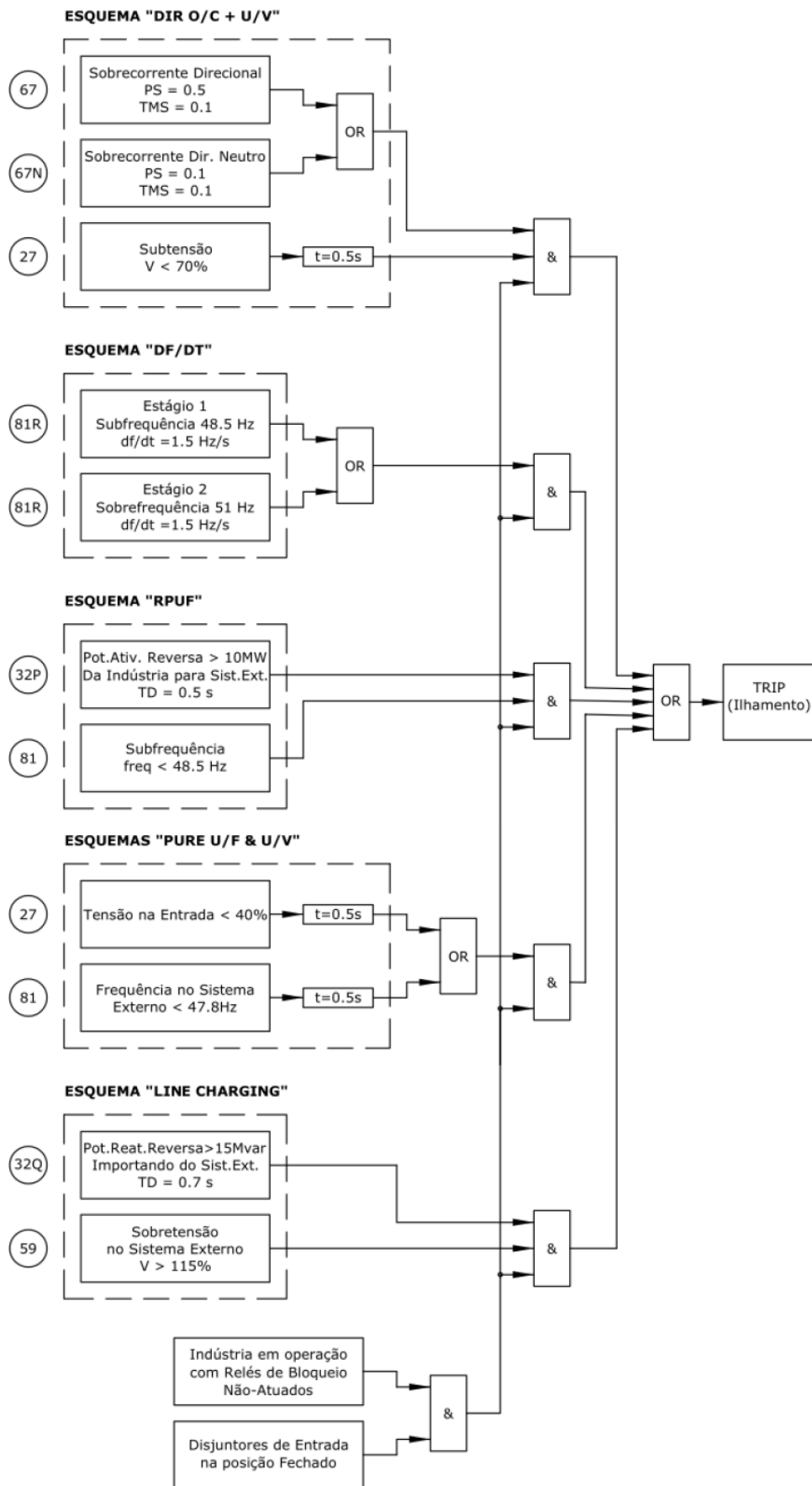


Figura 11 – Lógica do esquema de ilhamento de uma planta industrial autoprodutora típica. Fonte: Ferreira (2022), Rajamani e Hambarde (1999).

## 2.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou as técnicas para disparo de ilhamento utilizadas em sistemas elétricos industriais.

Foram apresentadas técnicas para identificar quando o sistema elétrico industrial está em operação ilhada com uma parcela do sistema elétrico da concessionária. Nesta situação, podem ser empregados métodos locais, remotos ou híbridos para disparo do ilhamento e preservação do sistema elétrico local.

Na segunda parte foram apresentados esquemas de proteção da conexão que visam prover a máxima sensibilidade para faltas e condições indesejáveis, mas evitar a sua operação sob todas as condições permissíveis e toleráveis.

No próximo capítulo serão descritos os sistemas de alívio de carga.

## 3 Sistemas de alívio de carga

### 3.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar os sistemas de alívio de carga empregados nos sistemas elétricos industriais.

Neste capítulo serão apresentados os desdobramentos ocorridos após a desconexão do sistema elétrico local da concessionária. Após a desconexão do sistema elétrico industrial, deve haver ações sistêmicas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga (MORAIS, 2014).

São apresentadas as medidas adotadas em sistemas com excesso de geração e as medidas adotadas em sistemas com excesso de carga.

### 3.2 Sistemas de alívio de carga

Na Figura 12 é apresentado um mapa para a realização do alívio de carga ou geração. Nesta figura observa-se que a partir da desconexão, ações devem ser desencadeadas até a retomada do equilíbrio entre geração e carga.

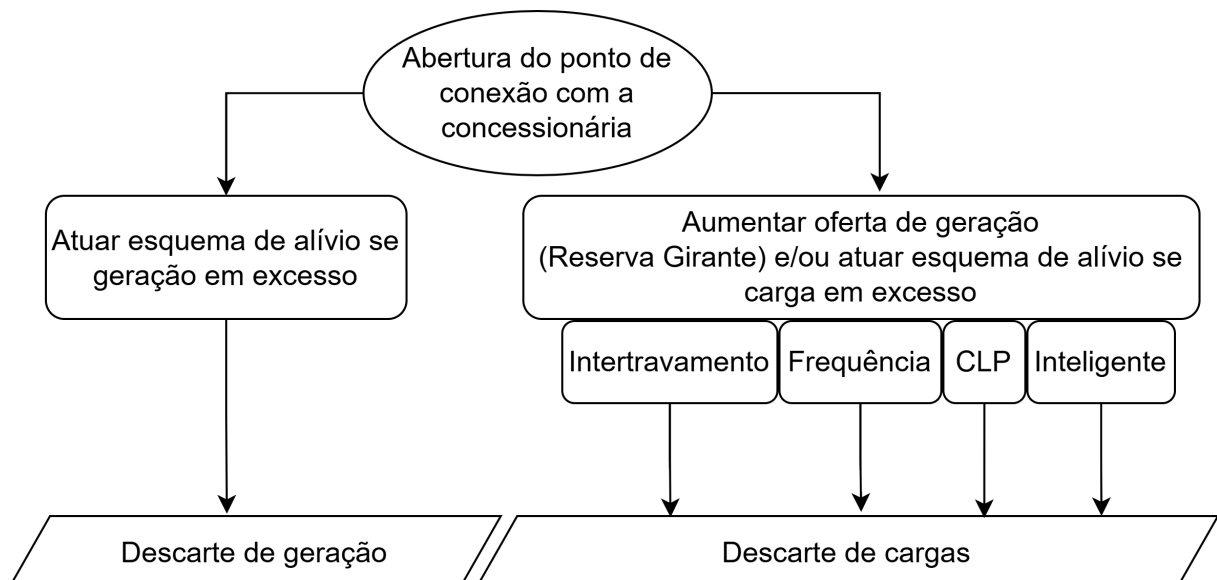


Figura 12 – Mapa para alívio de carga/geração do sistema elétrico. Fonte: autoria própria.

A partir da abertura do ponto de conexão com a concessionária, duas condições devem ser identificadas.

A primeira condição a ser verificada é se o sistema elétrico está com excesso de geração. Neste caso deve-se atuar no sistema de controle das unidades geradoras para reduzir a potência gerada ou realizar o descarte de unidades geradoras.

Os esquemas de alívio de geração serão apresentados nas seções seguintes.

A segunda condição a ser verificada é se o sistema elétrico está com excesso de carga. Neste caso deve-se atuar no sistema de controle das unidades geradoras para aumentar a potência gerada ou realizar o descarte de cargas elétricas.

Os esquemas de alívio de cargas serão apresentados nas seções seguintes.

### 3.3 Sistemas com excesso de geração

No sistema elétrico, o desequilíbrio entre geração e carga se reflete em variações de frequência. O controle da frequência é mantido principalmente pelos reguladores de velocidade dos geradores síncronos. A sobre frequência é uma perturbação provocada geralmente por perda de uma porção das cargas ou acréscimo de geração. Também pode ser causada por defeito nos reguladores de velocidade das turbinas. A sobre frequência pode causar danos nos equipamentos, como por exemplo sobre velocidade e vibração (FERREIRA, 2022).

#### 3.3.1 Esquemas de alívio de geração

Quando o sistema industrial se desconecta da concessionária, ações sistêmicas devem ser aplicadas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga. Como o controle da frequência é mantido principalmente pelos reguladores de velocidade dos geradores síncronos, uma forma de restabelecer o equilíbrio é diminuir a geração do sistema industrial. Essa diminuição depende das características das turbinas e dos reguladores de velocidade. Sistemas com resposta lenta, podem experimentar grandes desvios de frequência. Neste caso, alívios de geração são necessários para evitar que o sistema opere com frequências indesejáveis ou entre em colapso (MORAIS, 2014).

Fabricantes de turbinas, de um modo geral, projetam seus equipamentos para suportar um “overshoot” na velocidade e ao mesmo tempo manter proteção mecânica do conjunto contra sobre velocidade. Esse ajuste permite que o gerador possa excursionar durante o transitório de sobre frequência e ao mesmo tempo ficar abaixo do nível de trip (GE – GENERAL ELECTRIC, 2002).

O tamanho do “overshoot” que ocorre durante um desligamento de carga é função da magnitude de carga desligada, da inércia do conjunto turbina-gerador e da carga remanescente na barra, sendo que essa última auxilia na redução da sobre velocidade na

turbina. Na Figura 13 pode ser observada uma curva de rejeição de meia carga de uma turbina GE LM6000.

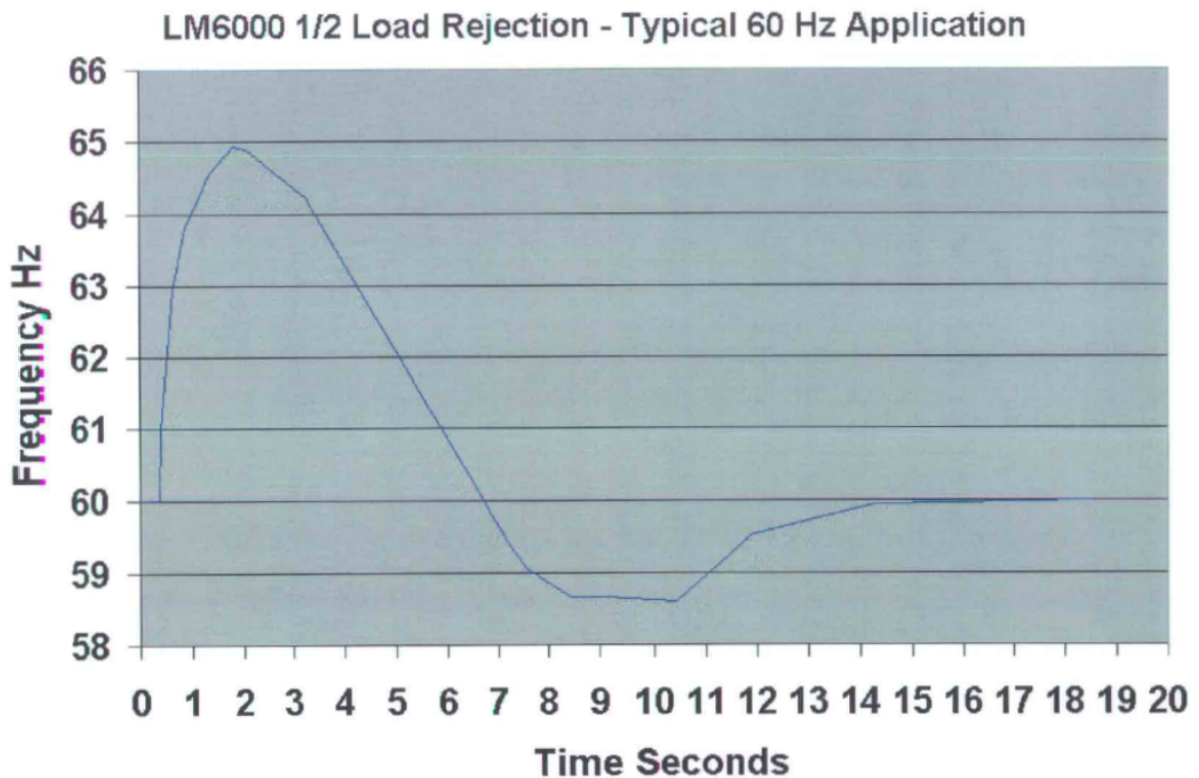


Figura 13 – Curva de rejeição de meia carga de uma turbina LM6000. Fonte: GE – GENERAL ELECTRIC (2002).

Quando o sistema ilhado possui uma potência de geração instalada muito superior à sua carga tem-se como resultado uma sobre frequência que não pode ser controlada pelo controle de velocidade das turbinas. Para um ilhamento com sucesso num sistema com essa característica pode ser necessário desconectar da barra as unidades geradoras em excesso (FERREIRA, 2022).

### 3.4 Sistemas com excesso de carga

Quando o sistema industrial se desconecta da concessionária, ações sistêmicas locais devem ser aplicadas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga. Esquemas de alívio de cargas devem atuar de forma a equilibrar a potência gerada e/ou consumida nas diversas regiões ilhadas. O sistema de alívio deve desligar todas as cargas previamente selecionadas, de acordo com critérios de prioridades, proporcionando a recuperação da frequência. Uma outra forma de restabelecer o equilíbrio é aumentar a geração do sistema industrial. Esse aumento depende das características das turbinas e dos reguladores de velocidade. Sistemas com reserva girante suficiente, porém, com resposta lenta, também podem experimentar grandes desvios de frequência. Neste caso, alívios de

carga são necessários para evitar que o sistema opere com sub frequências indesejáveis ou entre em colapso (MORAIS, 2014).

### 3.4.1 Aumento da oferta de geração

O montante de geração programado para o atendimento da demanda deve ser suficiente para que exista uma margem de reserva capaz de suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga. Essa margem de reserva é denominada reserva operativa (PEREIRA, 2017).

A capacidade de reserva operativa no SIN é classificada segundo as diretrizes econômicas e as regras dos órgãos regulamentadores de cada país, dependendo basicamente das características estruturais e necessidades específicas de cada sistema. Segundo o NERC (*North American Electric Reliability Council*), a reserva operativa pode ser dividida em quatro categorias:

a) Reserva de regulação: serviço proveniente das unidades participantes do controle automático de geração (CAG), tanto no sentido de aumentar quanto diminuir o nível de potência gerada, com o intuito de manter o equilíbrio entre a geração e a carga.

b) Reserva girante: parcela da reserva proveniente de unidades sincronizadas e totalmente disponíveis, ou cargas interruptíveis que possam ser totalmente desconectadas em eventos de contingência de forma a compensar a perda de unidades de geração ou suprir acréscimos de demanda.

c) Reserva não girante: parcela da reserva operativa proveniente de unidades não sincronizadas, mas que podem ser conectadas ao sistema dentro de um tempo especificado, ou cargas interruptíveis que possam ser desconectadas do sistema neste tempo.

d) Reserva de reposição: esta parcela tem definição similar à da reserva não girante. No entanto, a reserva não girante é composta por unidades de partida rápida (e.g., uma hora ou menos), enquanto a reserva de reposição utiliza unidades de partida lenta (tempos de partida iguais ou superiores a uma hora).

O sistema elétrico industrial com autoprodução, que se encontra conectado ao sistema interligado nacional, pode ser configurado para operar com reserva girante. Neste caso, define-se um montante de geração para operação normal do sistema. No caso de ocorrência de um ilhamento pode ser considerada a reserva girante das unidades geradoras com a finalidade de reduzir o montante de carga a ser descartado. Desta forma, nos sistemas de geração termoeletrica, ocorre aumento da potência injetada na turbina, seja com incremento de vapor, nas turbinas a vapor, ou incremento de combustível, nas turbinas a gás.

### 3.4.2 Esquemas de alívio de carga

Nesta seção será apresentada uma revisão bibliográfica sobre os esquemas de alívio de carga.

#### 3.4.2.1 Alívio de cargas por intertravamento com o disjuntor do ponto de conexão

O sistema de alívio de carga mais simples é exemplificado na Figura 14. Neste esquema o disjuntor da concessionária ou do gerador é intertravado com os disjuntores dos alimentadores através do uso de contatos auxiliares (MORAIS, 2014).

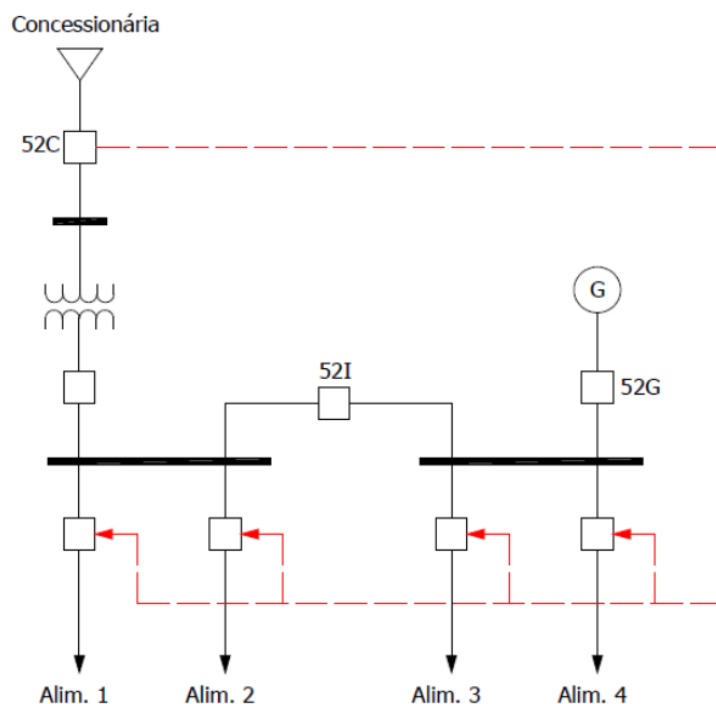


Figura 14 – Esquema de Alívio de Carga por Intertravamento. Fonte: [Morais \(2014\)](#).

Quando há a abertura do disjuntor de interconexão, os alimentadores previamente selecionados são desligados automaticamente, rejeitando suas cargas. É o sistema mais simples de alívio de cargas conhecido, não exigindo nenhum tipo de processamento. Por esta razão é um sistema de alta velocidade.

Este esquema depende de análise prévia do processo produtivo, atenção e conhecimento por parte dos operadores. As cargas devem ser pré-selecionadas de acordo com prioridades e a disponibilidade de geração. É sujeito a erros e a descartes indevidos quando ocorre seleção de carga a mais, interrompendo sistemas produtivos desnecessariamente, ou a menos, não restabelecendo o equilíbrio do sistema.

Como desvantagens, pode-se apontar que o sistema possui estágio único de rejeição, que o montante a ser rejeitado é calculado pelo pior cenário e que pode levar a uma

rápida aceleração dos geradores causando um “overshoot” de frequência quando cargas são rejeitadas em excesso.

### 3.4.2.2 Alívio de cargas por relés de frequência

Sistemas de rejeição de cargas por subfrequência são mais conservativos, pois operam sem informação da magnitude do distúrbio. Basicamente, o uso de relés de frequência provê o sistema de uma autoproteção contra sobrecargas. Na ocorrência de ilhamento de áreas onde a geração e/ou margem de controle é insuficiente, relés de frequência podem prevenir a perda de geradores e conseqüentemente um colapso total (MORAIS, 2014).

Em um sistema de alívio de cargas por relés de frequência devem ser avaliados o ajuste e a temporização dos relés, o número de blocos de cargas rejeitáveis e os degraus de frequência. De um modo geral, com um número maior de degraus, a resposta do sistema é melhor do que o alívio em poucos degraus, ao passo que a utilização de vários estágios de alívio de carga, faz com que seja diminuída a possibilidade de descarte de carga excessivo. Esse comportamento pode ser observado na Figura 15. Em contrapartida, a coordenação de um sistema com muitos degraus é complicada.

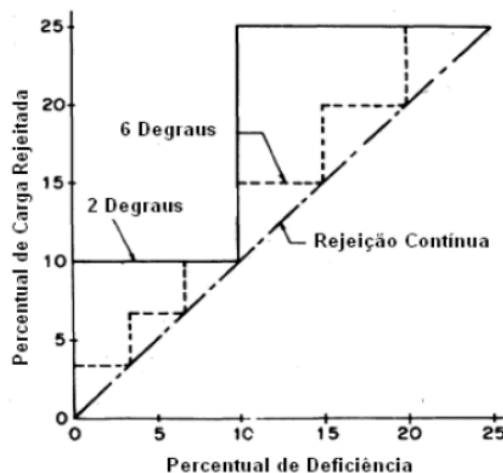


Figura 15 – Efeito do Número de Degraus de Rejeição de Cargas com a Característica Ideal de Rejeição. Fonte: Morais (2014).

Para a implementação de esquemas de alívio de carga por subfrequência deve-se observar os limites máximo e mínimo de frequência das máquinas síncronas. Inclusive, deve haver coordenação com os limites de frequências suportados pelas turbinas, tanto para sobre velocidade quanto para sub velocidade. Os limites de frequência indicam as faixas de ajuste que podem ser utilizadas e o “overshoot” máximo que pode ocorrer.

Geradores síncronos devem ser capazes de fornecer potência nominal contínua no fator de potência nominal dentro das faixas de  $\pm 5\%$  de tensão e  $\pm 2\%$  de frequência, conforme definido pela área sombreada da Figura 16. Geradores também poderão operar

com potência no fator de potência nominal dentro das faixas de  $\pm 5\%$  de tensão e de  $-5\%$  a  $+3\%$  de frequência, conforme definido pelo limite externo da Figura 16, mas com elevações de temperatura ainda maiores (IEC, 2020).

A operação fora da área sombreada deve ser limitada em extensão, duração e frequência de ocorrência, a fim de minimizar a redução da vida útil devido aos efeitos térmicos. A potência de saída deve ser reduzida ou outras medidas corretivas devem ser adotadas o mais rápido possível. Uma operação potencialmente necessária fora da linha tracejada deve ser objeto de acordo com o fabricante do gerador.

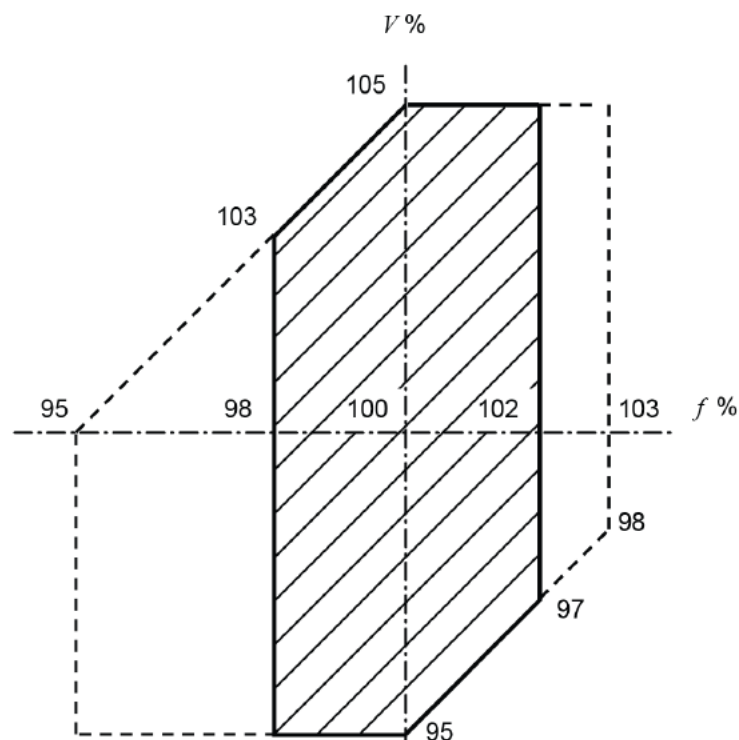


Figura 16 – Operação em faixas de tensão e frequência. Fonte: IEC (2020).

O sistema elétrico fica sujeito a maiores perturbações pelo fato de os relés de frequência terem temporização intencional e pelo fato de os ajustes serem função do pior cenário. A temporização é necessária para evitar operações indevidas durante transitórios normais no sistema.

O uso de relés de taxa de decaimento da frequência ( $df/dt$ ) torna o sistema de alívio de cargas mais efetivo e mais rápido (GREWAL; KONOWALEC; HAKIM, 1997). Quanto mais alta é a taxa de decaimento da frequência maior será a quantidade de cargas a serem descartadas, permitindo que o descarte opere antes que a frequência atinja um nível muito baixo (MORAIS, 2014).

### 3.4.2.3 Alívio de cargas baseado em Controladores Lógicos Programáveis (CLPs)

Sistemas de alívio de cargas baseados em *CLP (Controlador Lógico Programável)* permitem a programação de lógicas. Eles possuem informações da configuração operacional do sistema, permitem a programação de eventos como a abertura de disjuntores, quantidade de carga e disponibilidade de geração. O descarte pode ser programado por uma sequência de cargas em função de uma lista de prioridades (MORAIS, 2014).

Nestes sistemas, o tempo de processamento pode se tornar impeditivo para o seu funcionamento. Mahindara et al. (2022) apresentaram uma aplicação onde foi instalado um conversor estático de frequência, para fornecer energia suplementar em caso de perda da geração principal, em uma planta de processamento de níquel. A planta enfrentou uma falha do conversor estático que resultou em uma situação de blecaute. A investigação concluiu que seria necessário aprimorar o sistema de descarte de cargas para evitar a sobrecarga do conversor estático.

Na aplicação, o *CLP* do Gerador, sem contar com o tempo do disparo do disjuntor, envia comandos ao *CLP* de Descarte de Cargas. Em seguida, este envia o sinal de desligamento ao disjuntor da carga selecionada. O tempo total de operação do sistema varia de 300 a 400 ms. Diante desses fatos, tornou-se necessário realizar a transição do sistema para um descarte de cargas com tempo de resposta mais rápido.

### 3.4.2.4 Alívio de cargas Inteligente

Esquemas de alívio de cargas inteligente são baseados em uma plataforma computacional com softwares específicos. Permitem uma grande flexibilidade no gerenciamento do sistema elétrico com a atualização dinâmica dos sinais analógicos e digitais monitorados pelos relés microprocessados. Computadores industriais realizam o processamento dos sinais e determinam a sequência de rejeição de cargas (MORAIS, 2014).

Nestes esquemas, a topologia do sistema elétrico é identificada dinamicamente, através da aquisição do estado dos disjuntores e seccionadoras. São capazes de se adaptar às mudanças do sistema elétrico, sendo eficazes contra diferentes formas de distúrbios e ilhamentos.

Os relés digitais microprocessados aquisitionam os sinais analógicos e digitais do sistema, como potências e o estado operativo dos disjuntores, e os enviam ao servidor de descarte de cargas. Quando da ocorrência de abertura de algum disjuntor crítico, que implique em ilhamento ou perda de fonte, o servidor processa as informações, calculando o balanço de potência, e envia os sinais de desligamento aos disjuntores de cargas. Esse arranjo pode ser observado na Figura 17.

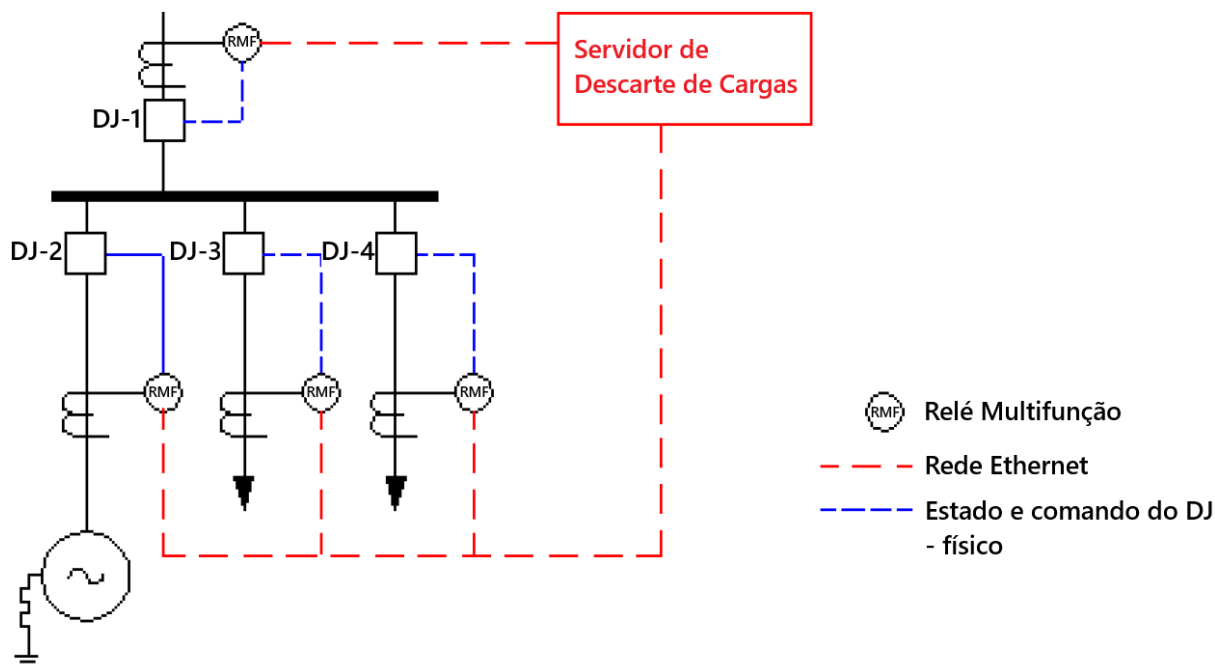


Figura 17 – Filosofia do Sistema de Alívio de Carga Inteligente. Fonte: [Morais \(2014\)](#).

Um sistema de alívio de cargas inteligente pode se adaptar à variação de carga e geração, pois as medições das grandezas elétricas são feitas em tempo real e enviadas ao servidor. O sistema apresenta maior precisão e confiabilidade na decisão do montante de carga a ser descartada, pois se baseia na configuração do sistema, evitando assim descartes desnecessários.

Este sistema tem resposta mais rápida que os relés de frequência devido à operação instantânea e independente. O sistema é mais eficiente devido ao fato de rejeitar somente a carga necessária para manter o equilíbrio geração-carga, além de monitorar em tempo real as potências geradas e consumidas.

Como desvantagem pode ser apontada a sua complexidade de hardware e software. Estes sistemas são altamente dependentes das informações analógicas e digitais que coletam do sistema elétrico. Se as medições analógicas apresentarem erros, os servidores de descarte podem apresentar mau funcionamento, com erro no montante descartado. Da mesma forma, se as medições digitais apresentarem erros, os servidores de descarte podem não identificar corretamente a topologia do sistema elétrico, e como resultado, não conseguir descartar as cargas necessárias. Por esta razão, na fase de projeto destes sistemas, deve ser dedicado recurso para implementação de lógicas de consistência de medições. Tais lógicas devem perceber anomalias e levar o sistema para estados lógicos seguros. Por fim, grande esforço das equipes de manutenção são demandados para manutenção da operabilidade de sistemas de alívio de cargas inteligentes.

## 3.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou os sistemas de alívio de carga empregados nos sistemas elétricos industriais.

Foram apresentados os desdobramentos ocorridos após a desconexão do sistema elétrico local da concessionária. Após a desconexão do sistema elétrico industrial, deve haver ações sistêmicas locais no autoprodutor de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga ([MORAIS, 2014](#)).

Foram apresentadas as medidas adotadas em sistemas com excesso de geração e as medidas adotadas em sistemas com excesso de carga.

No próximo capítulo serão descritos exemplos de ajustes de proteção da interconexão e de sistemas de alívio de carga de refinarias reais.

## 4 Casos exemplos reais de sistemas de ilha-mento e rejeição de cargas

### 4.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar exemplos de ajustes de proteção da interconexão e de sistemas de alívio de carga de três refinarias reais instaladas no Brasil. Os exemplos levam em consideração as seguintes arquiteturas:

1. Refinaria 1 conectada à rede de distribuição da concessionária de energia, em 138 kV.
2. Refinaria 2 conectada à rede de básica de transmissão, em 440 kV.
3. Refinaria 3 conectada à usina termoeletrica. Neste caso o ilha-mento ocorre em dois níveis, sendo possível ilha-mento a refinaria com a usina termoeletrica ou ilha-mento somente a refinaria.

### 4.2 Apresentação do sistema da Refinaria 1

O sistema elétrico industrial da Refinaria 1 está integrado à rede de distribuição de 138 kV, caracterizando-se por uma configuração de alimentação dupla com fechamento em anel pelas subestações SE-01 e SE-02.

O sistema possui quatro transformadores (TF-01, TF-02, TF-03 e TF-04) de 138-13,8 kV, 25 MVA, no ponto de conexão com a concessionária. Como geração local, a planta possui um turbo expansor (TE-01) de 5 MW e uma turbina a gás (TG-01) de 45 MW, conforme representado pela Figura 18.

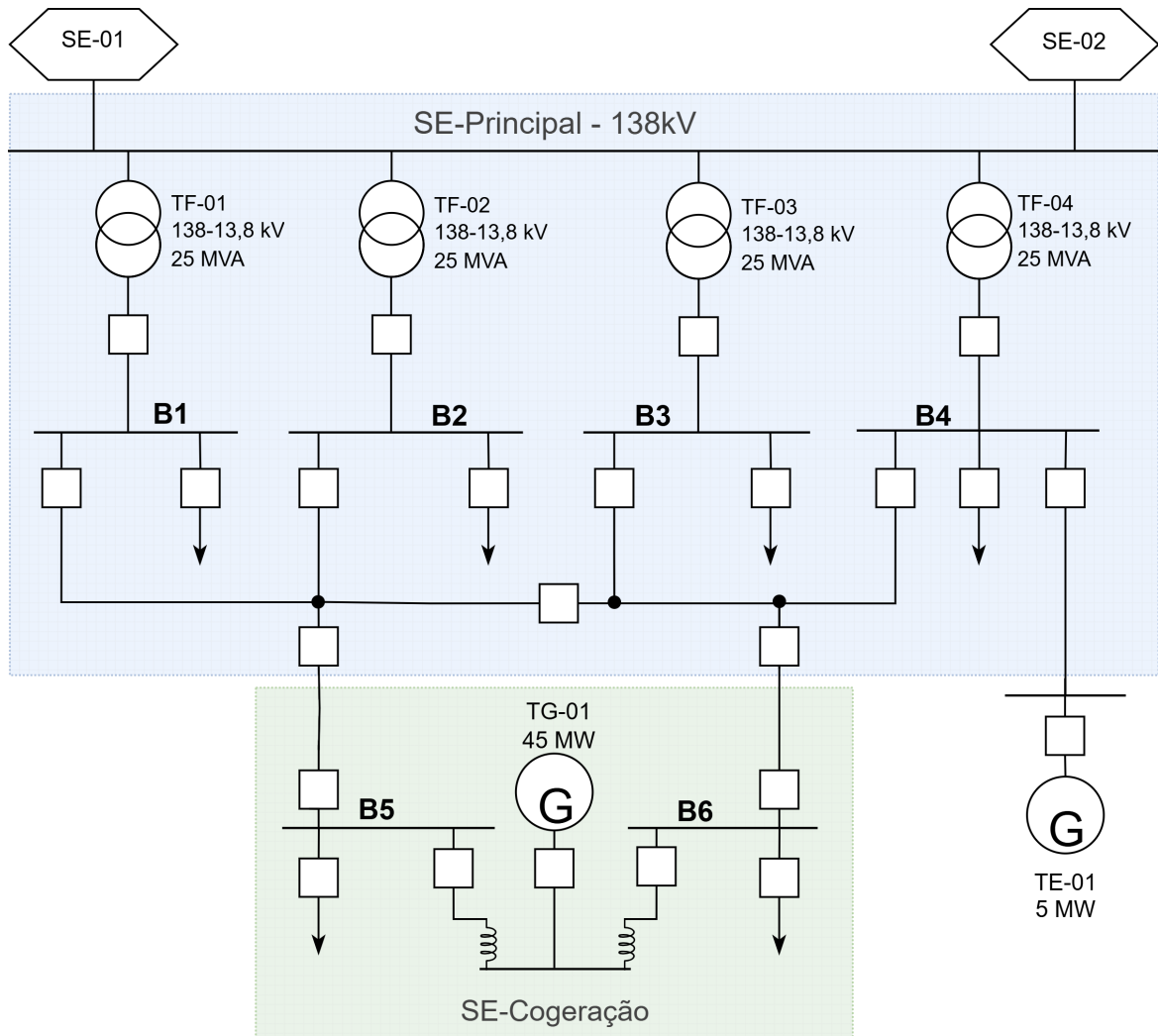


Figura 18 – Sistema Elétrico da Refinaria 1. Fonte: autoria própria.

#### 4.2.1 Ajustes da proteção de ilhamento

Na Tabela 2 são apresentadas as funções de ilhamento configuradas para a Refinaria 1. A tabela contém os códigos das funções ANSI, os valores ajustados e o tempo de atuação de cada uma delas (Refinaria 1, 2023a).

Observa-se que existem dois elementos de subfrequência ajustados (ANSI 81L), fazendo com que a desconexão ocorra mais rapidamente se a redução na frequência for mais acentuada. Existe um elemento de sobrefrequência (ANSI 81H) para realizar a desconexão em caso de sobrefrequência no sistema da concessionária. Para detecção de curto-circuito na concessionária, existem dois elementos de sobrecorrente direcional intertravados com subtensão (ANSI 67 & ANSI 27). Estes elementos permitem que a desconexão ocorra mais rapidamente se a intensidade da falta for mais acentuada. Existem também dois elementos de sobretensão de neutro (ANSI 59N) que operam na retaguarda das proteções da concessionária para faltas a terra. A medição de sobretensão de neutro é necessária

pois os transformadores de entrada possuem ligação delta/estrela.

Tabela 2 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1.

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO</b>		
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>
81L	57,8 Hz	4,00 s
81L	57,0 Hz	0,15 s
81H	61,5 Hz	0,50 s
59N	36 %	2,00 s
59N	80 %	0,10 s
67 & 27	1000 A & 80 %	0,30 s
67 & 27	1000 A & 90 %	1,00 s

#### 4.2.2 Sistema de alívio de carga

O diagrama da Figura 18 foi modificado para representar os disjuntores inicializadores de contingência (I) e os disjuntores que são acionados para executar o alívio de cargas (L), conforme pode ser observado na Figura 19. A abertura de disjuntores inicializadores de contingência (I) indica a formação de uma ilha interna por perda de fonte própria ou da concessionária. A partir dessa desconexão, parcial ou total da concessionária, e com base nas informações do balanço de carga e geração, o controlador que gerencia o descarte de cargas envia informações para a abertura dos disjuntores das cargas (L).

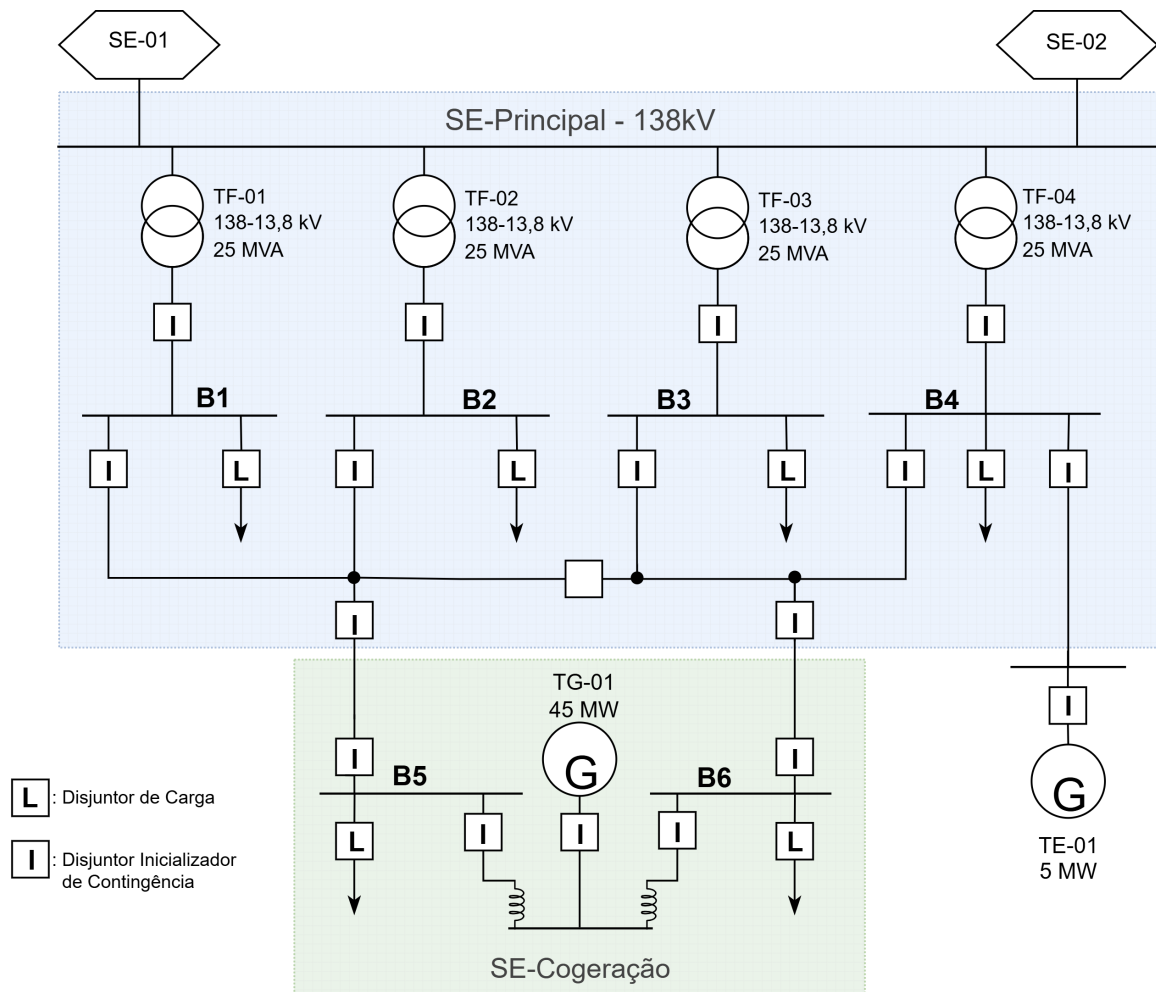


Figura 19 – Sistema Elétrico da Refinaria 1 com indicação dos disjuntores do sistema de alívio de carga elétricas. Fonte: autoria própria.

A arquitetura de automação e controle de alívio de cargas do sistema industrial é composta por controladores do sistema de descarte de cargas, controladores do **SCMD** (*Sistema de Controle e Monitoramento Distribuído*) e Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs). Estes últimos executam as funções de proteção elétrica e comunicam-se via protocolo IEC 61850 ou redes **Modbus TCP** (*Protocolo de Comunicação Industrial*), conforme ilustrado na Fig.20. Um controlador dedicado executa as lógicas principais do programa de alívio de cargas.

Os consoles de operação desempenham o papel de estação de operação e monitoramento centralizado, permitindo que os operadores supervisionem e controlem o sistema de descarte de cargas. Os dados disponibilizados para operação do sistema são adquiridos por servidores de conexão. Os controladores estão interligados por uma rede de controladores do **SCMD** e são responsáveis pela execução das lógicas do programa de alívio de cargas. Os controladores também estão conectados aos IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) por meio de redes IEC 61850. Em partes mais antigas do sistema, os controla-

dores estão conectados em relés de proteção por meio de redes **Modbus TCP** e conectados diretamente ao diagrama funcional dos disjuntores através de contatos de cartões de I/O DIGITAL. Além de todos esses pontos, existe uma rede IEC 61850 que interliga todos os controladores e é responsável pela transferência dos sinais rápidos **GOOSE** (*Generic Object Oriented Substation Event*) IEC 61850.

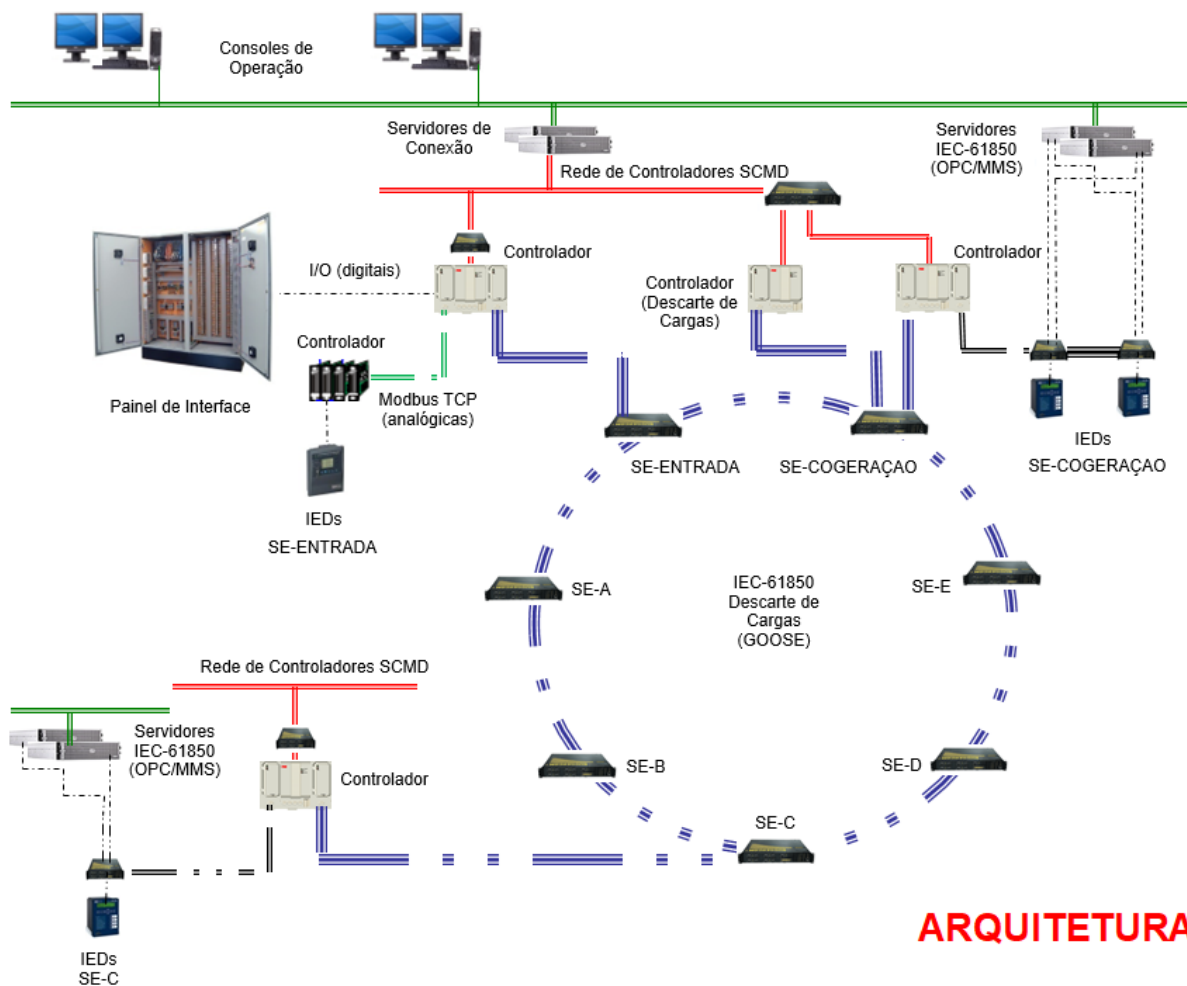


Figura 20 – Esquemático da Arquitetura do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria.  
Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b).

Existe também um controlador exclusivo para o programa de alívio de cargas que executa todas as lógicas principais do programa. Para ilustrar o fluxo de informações é preciso retornar à Figura 19 e identificar os disjuntores inicializadores de contingência (I). Os disjuntores estão situados nas duas principais subestações da refinaria. Uma parte está localizada na subestação de entrada da refinaria e outra parte está localizada na subestação da unidade de cogeração. Na Figura 20, pode-se observar que os controladores destas subestações são desenhados na arquitetura em posição de destaque. Os demais controladores, para as subestações de área, são representados em forma de típico e basicamente recebem os comandos de descarte para desligar as cargas de suas respectivas subestações.

O fluxo de informações, em linhas gerais, se dá da seguinte forma:

- **Passo 1 – Coleta das informações analógicas:** todos os controladores coletam as informações analógicas, como potência ativa e potência reativa, e as disponibilizam para o controlador principal. Nas subestações mais modernas a aquisição é feita através de sinais **GOOSE** em uma rede IEC 61850. Na subestação de entrada, que possui hardware mais antigo, a aquisição é feita através de rede **Modbus TCP**. O fluxo de informações analógicas carrega basicamente a condição do sistema para a situação pré-contingência. Como o sistema elétrico possui uma variação de carregamento suave em sua operação normal, a rede **Modbus TCP**, que possui taxa de atualização da ordem de segundos, se mostra adequada para esta finalidade. Este fluxo de informações pode ser visualizado na Figura 21.

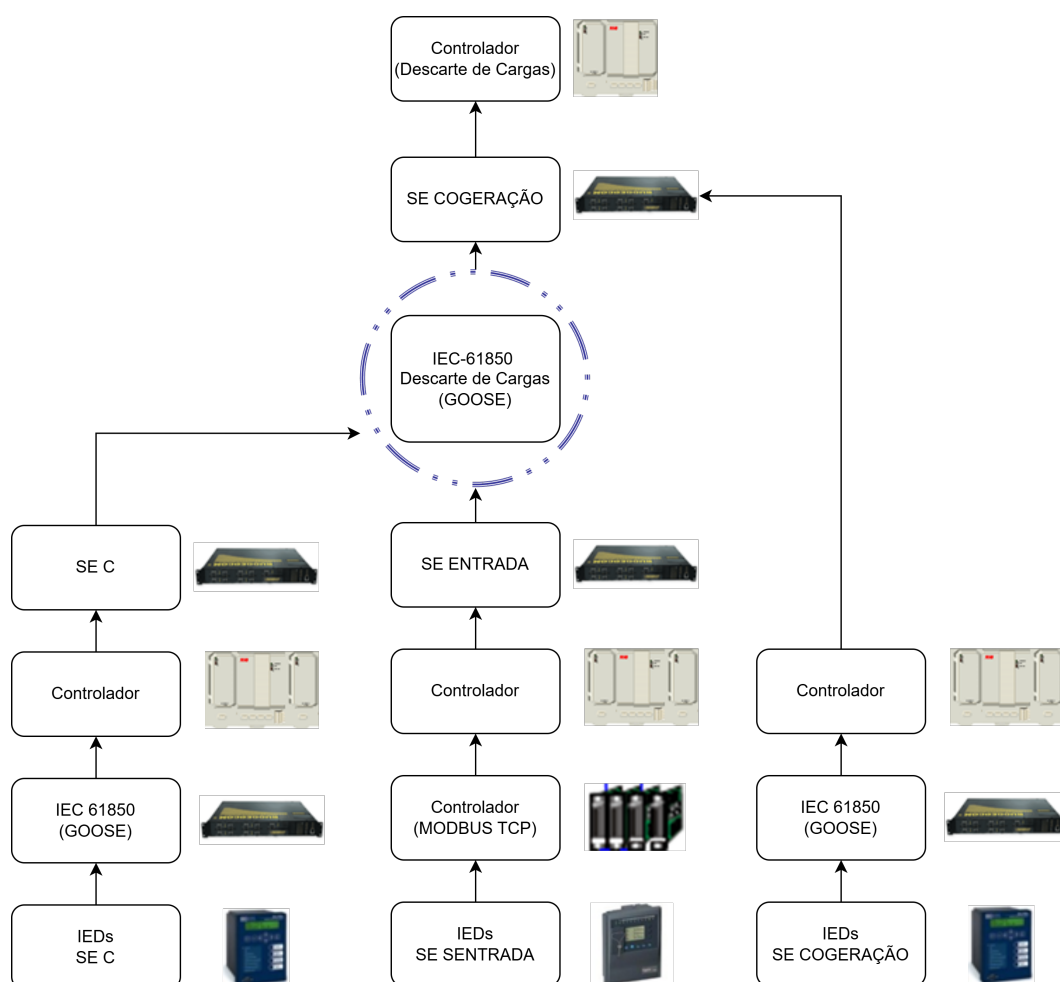


Figura 21 – Fluxograma da coleta das informações analógicas. Fonte: autoria própria.

- **Passo 2 – Chegada do evento inicializador:** quando ocorre a abertura de um ou mais disjuntores inicializadores de contingência, a informação deve chegar rapidamente ao controlador principal para que seja verificado se houve perda de fonte ou



subestação de entrada, que também possui disjuntores de cargas descartáveis (L), o sinal é recebido no controlador e distribuído para as cargas através de atuação dos contatos do cartão de I/O DIGITAL. Aqui, mais uma vez, o requisito de tempo não permite a realização do descarte via rede [Modbus TCP](#). Este fluxo de informações pode ser visualizado na [Figura 23](#).

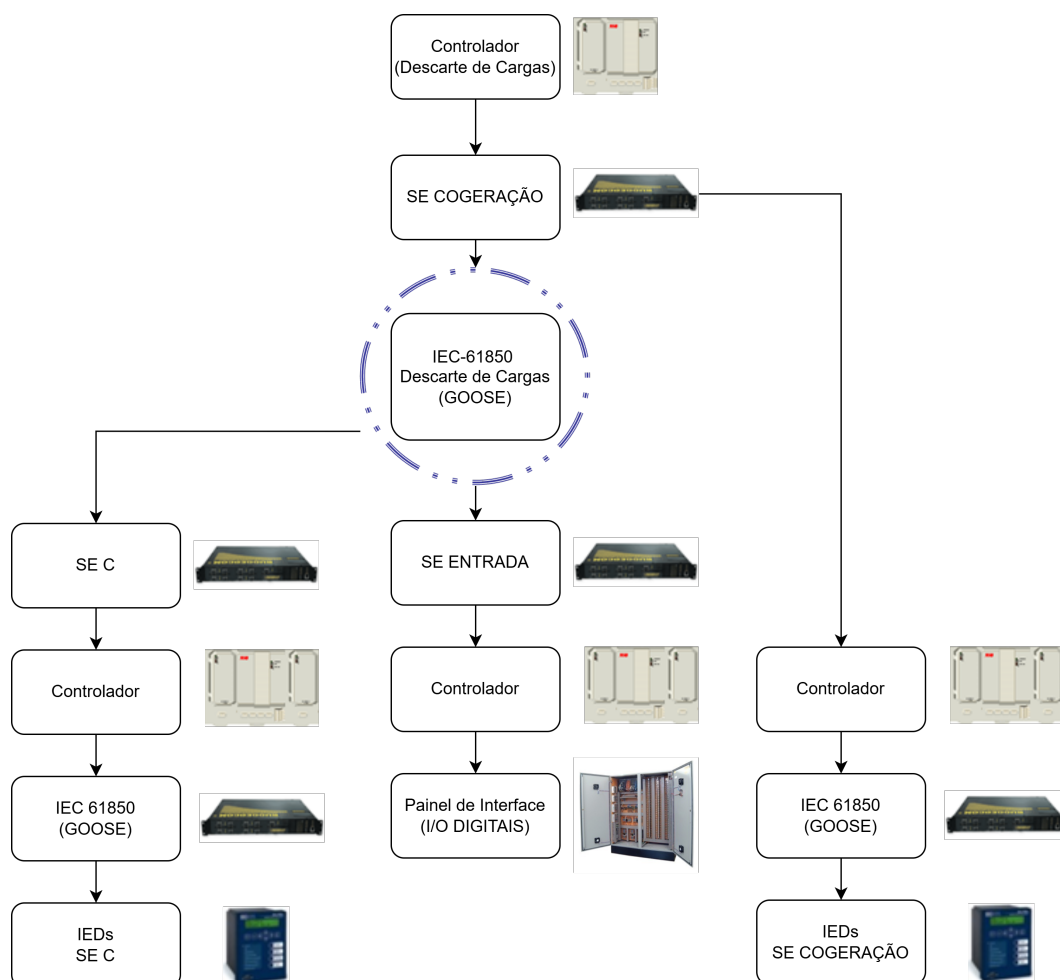


Figura 23 – Fluxograma da atuação do descarte. Fonte: autoria própria.

Na [Figura 24](#) pode ser visualizada uma tela do programa de descarte de cargas, especificamente a tela da subestação de entrada. Na tela podem ser visualizados todos os disjuntores inicializadores de contingência (I). São os disjuntores de fontes (transformadores ou geradores) ou de interligação de barras. Também são visualizados os disjuntores de carga (L). Quando da chegada de um sinal de descarte é comandada a abertura destes disjuntores. Na subestação de entrada, o descarte é feito no nível de alimentadores. Somente nas subestações mais novas, que dispõem de redes de comunicação IEC 61850, é que ocorre o descarte no nível de cargas motóricas.

O descarte de carga em nível de alimentador é uma abordagem estratégica que consiste em desligar todas as cargas conectadas a um alimentador, a fim de manter o

equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico. O descarte de carga em nível de cargas motóricas é semelhante ao descarte em nível de alimentador, porém, em vez de desligar todo o alimentador, a interrupção no fornecimento de energia ocorre apenas em determinadas cargas dos consumidores. Esse tipo de descarte oferece a oportunidade de os consumidores não experimentarem um apagão total (JABIAN, 2021).

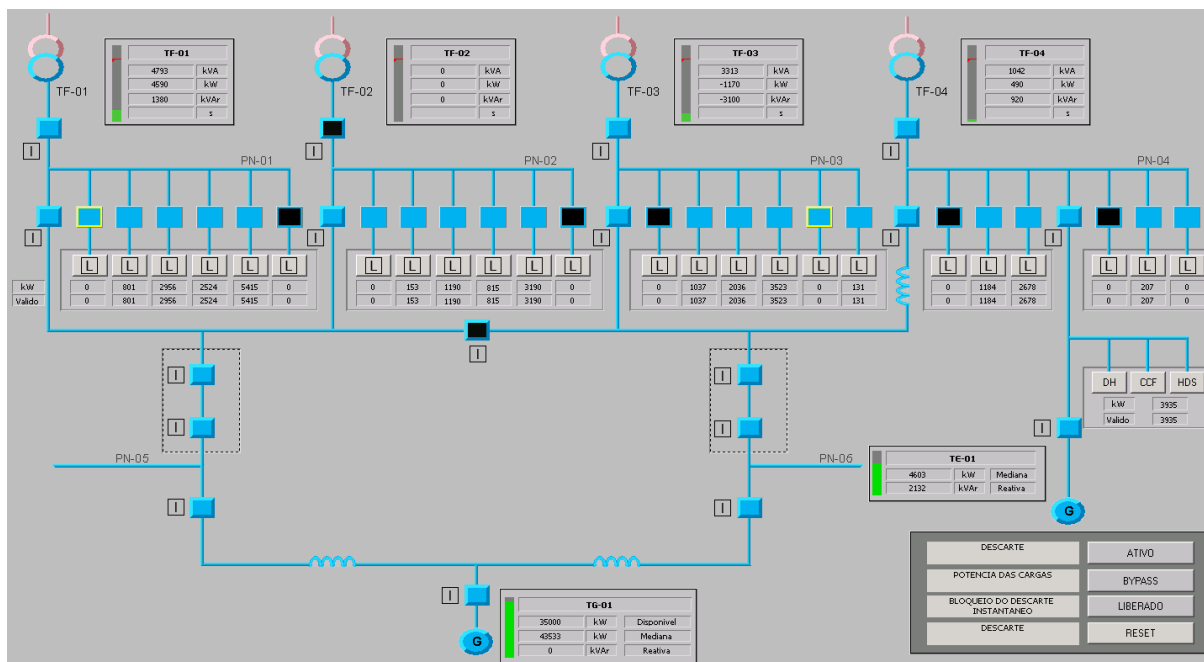


Figura 24 – Tela do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 1 (Subestação de Entrada).  
 Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b).

Na Figura 25, apresenta-se como exemplo, a tela de uma subestação de unidade de processo. O descarte de cargas ocorre para cargas motóricas de 13,8 kV, 4,16 kV e cargas do Centro de Distribuição de Cargas de 0,48 kV. Cargas do Centro de Controle de Motores não são comandadas individualmente pelo fato de serem de baixa potência. Apesar da grande quantidade, para não elevar a complexidade do sistema de descarte de cargas desnecessariamente, opta-se pelo descarte de todo o Centro de Controle de Motores.

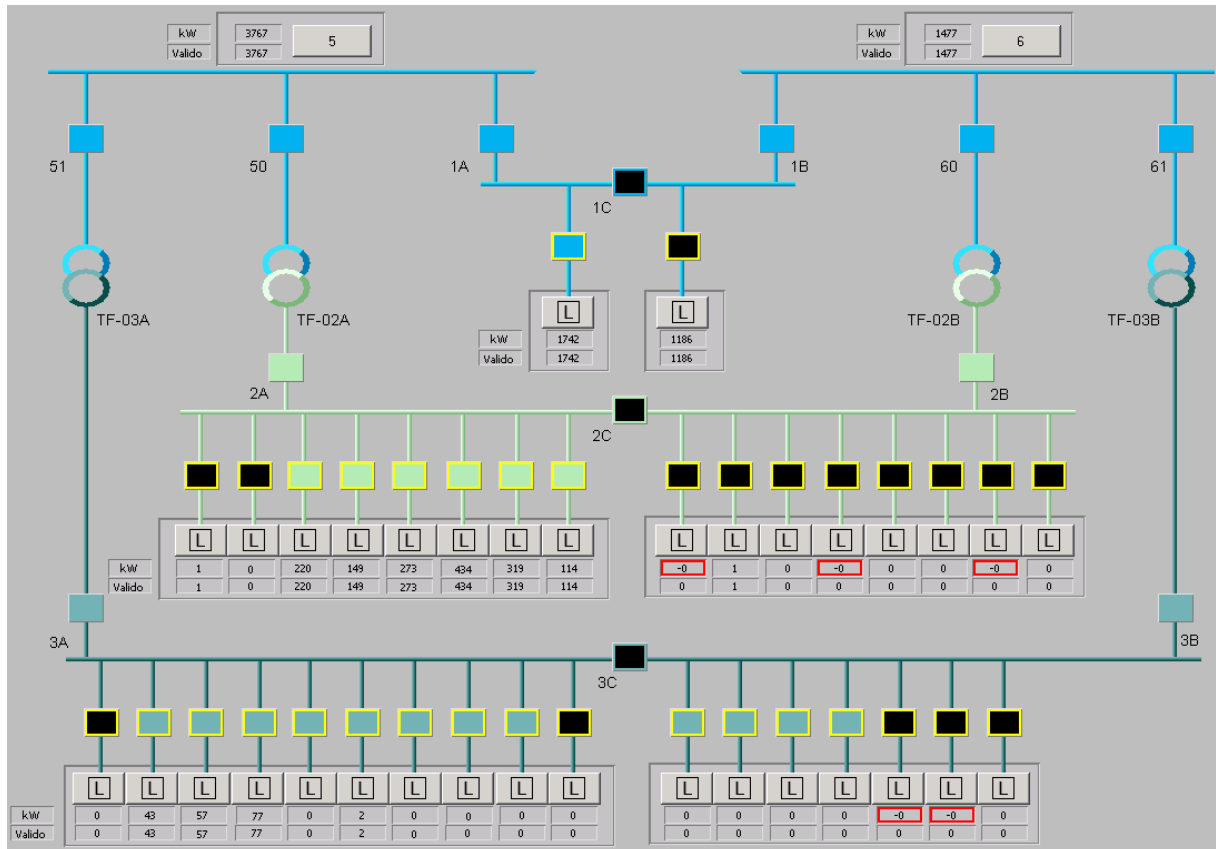


Figura 25 – Tela do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 1 (Subestação de área).  
Fonte: Adaptada de Refinaria 1 (2023b).

Assim como ocorre para qualquer sistema de proteção, uma característica muito importante é requerida para os sistemas de alívio de cargas. Essa característica está relacionada com a confiabilidade e é normalmente entendida como a medida do grau de certeza de que o sistema irá ter seu desempenho como esperado. Os sistemas de alívio possuem duas alternativas: eles podem falhar quando são chamados a operar ou eles podem operar quando não se espera que eles operem. Desta forma, o sistema deve operar corretamente para todas as falhas as quais ele foi designado a operar e ao mesmo tempo não operar de modo incorreto para situações normais.

No caso específico do sistema de alívio de cargas da Refinaria 1 uma série de mecanismos foram implementados para assegurar a confiabilidade do sistema. Descreve-se a seguir os principais mecanismos:

1. **Consistência de medição dos sinais analógicos:** uma série de consistências de medição foram implementadas no programa de forma a evitar que o balanço de carga/geração seja calculado de forma incorreta. Um erro nessa verificação pode levar a falhas catastróficas, tanto no sentido de um descarte de cargas menor, quanto no sentido de descarte de cargas maior que o necessário. Descartes de carga menores

que o necessário podem levar a sobrecargas nas unidades geradoras com consequente blecaute. Descartes de carga maiores que o necessário, em situação de erro extremo de medição, podem levar ao desligamento de todas as cargas da planta. Dentre as lógicas implementadas, merecem destaque as lógicas que estabelecem batentes superiores e inferiores para as medições. Se uma carga apresentar medição fora desses limites, o valor do batente é assumido e um alarme é gerado. Outra lógica implementada verifica se a soma das potências consumidas pelos motores de uma subestação é compatível com a potência fornecida pelo alimentador da subestação. Se a soma das cargas for superior a potência do alimentador um alarme de inconsistência é gerado. Uma lógica que impede que ocorra falseamento da leitura de potência gerada durante transitórios no sistema elétrico é feita através da aplicação de um filtro nas potências medidas pelas fontes.

2. **Consistência de medição dos sinais digitais:** a correta interpretação dos sinais digitais também é fundamental para a confiabilidade do sistema de alívio de cargas. São vários os casos de operação indevida por conta de mau contato na fiação de status de aberto e de fechado dos disjuntores inicializadores de contingência. Para evitar a ocorrência destes eventos indesejáveis o sistema de alívio de cargas da Refinaria 1 utiliza eventos inicializadores com sinais consistidos. Para a consistência do sinal utiliza-se dois contatos. Um contato para a posição aberta e outro contato para a posição fechada. Com isso, um disjuntor somente é considerado aberto se estiver indicando que está aberto e não fechado. Da mesma forma, um disjuntor somente é considerado fechado se estiver com os contatos indicando fechado e não aberto. Se os contatos estiverem indicando aberto e fechado ou não aberto e não fechado, é caracterizada uma inconsistência e o programa de descarte tem a operação bloqueada. A lógica pode ser visualizada na Figura 26 e na Tabela 3.

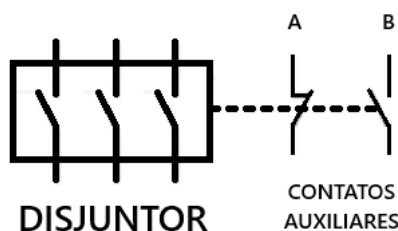


Figura 26 – Diagrama de disjuntor com contatos auxiliares. Fonte: autoria própria.

Tabela 3 – Tabela de consistência do status de aberto e de fechado dos disjuntores inicializadores

<b>Contato A</b> <b>(Disjuntor Aberto)</b>	<b>Contato B</b> <b>(Disjuntor Fechado)</b>	<b>Resultado</b>
0 - Não Aberto	0 - Não Fechado	Inconsistência
0 - Não Aberto	1 - Fechado	Disjuntor Fechado
1 - Aberto	0 - Não Fechado	Disjuntor Aberto
1 - Aberto	1 - Fechado	Inconsistência

3. **Redes de comunicação:** a experiência acumulada durante o desenvolvimento e a operação de sistemas de automação de subestações tem demonstrado que os sistemas de comunicação cumprem um papel fundamental no desempenho geral do sistema elétrico. Em muitos casos, a análise de falhas envolvendo os sistemas de proteção e controle aponta para falhas na rede de comunicações como a origem do problema (FALAHATI; CHUA, 2016).

As falhas na estrutura da rede e nas comunicações de dados abrangem problemas de integridade física e lógica. As falhas de software e operacionais são problemas recentemente introduzidos, que não possuem equivalentes nos sistemas tradicionais de controle, proteção e monitoramento com cabeamento rígido. Adicionalmente, os sistemas estão sujeitos a falhas externas, como perda de energia ou envelhecimento e condições ambientais, que não estão intrinsecamente relacionadas ao sistema de comunicações, mas que podem levar a falhas consecutivas em um sistema de automação de subestações (FALAHATI; CHUA, 2016).

Os dados que trafegam nas redes entre os diversos elementos do sistema de descarte de cargas são verificados de forma a garantir a integridade das informações trocadas. São monitorados os estados dos cartões de comunicação responsáveis pelas trocas de informações GOOSE e Modbus TCP e o bit de qualidade dos sinais. O objetivo é identificar qualquer falha que possa levar a uma operação indevida do sistema de descarte de cargas.

4. **Arquitetura do sistema:** os diversos componentes da arquitetura são monitorados para assegurar o correto funcionamento do sistema de alívio de cargas. No sistema da Refinaria 1 não há redundância de controladores. Se um controlador que monitora os disjuntores inicializadores de contingência entra em falha, o sistema de alívio de cargas é bloqueado por não mais ser possível identificar as formações de ilha. Neste caso, o sistema elétrico permanecerá operando sem ser possível descartar cargas em caso de contingência. Como se trata de situação de vulnerabilidade para operação

da refinaria, equipes de manutenção são acionadas para o pronto restabelecimento do sistema.

Em caso de falha de um controlador específico de uma subestação de unidade de processo, as cargas daquela subestação entram automaticamente na lista de cargas não descartáveis. Neste caso, novamente as equipes de manutenção são acionadas para restabelecimento do sistema. O objetivo é evitar que cargas mais críticas sejam descartadas no lugar das cargas que se tornaram não descartáveis devido a falha parcial do sistema de descarte de cargas.

### 4.3 Apresentação do sistema da Refinaria 2

O sistema elétrico da Refinaria 2 é conectado a rede de 440 kV da transmissora conforme diagrama da Figura 27. A conexão a rede básica ocorre através de um seccionamento de linha entre as SE-01 e SE-02 da empresa transmissora.

A subestação da Refinaria 2 possui dois transformadores de força de 440/138 kV, 160/200 MVA que se interligam com a subestação GIS (*Gas Insulated Substation*) através de dois circuitos de 138 kV. A partir da subestação GIS são derivados dois alimentadores de 138 kV para a antiga subestação de entrada da Refinaria 2. Desta, partem seis alimentadores que se conectam a transformadores de 138/13,8 kV, que por sua vez alimentam as barras de geração e carga.

As unidades geradoras são as seguintes:

Uma unidade geradora - Turbo expansor de 20 MW.

Três unidades geradoras - Turbinas a gás de 20 MW.

Três unidades geradoras - Turbinas a vapor de 7 MW.

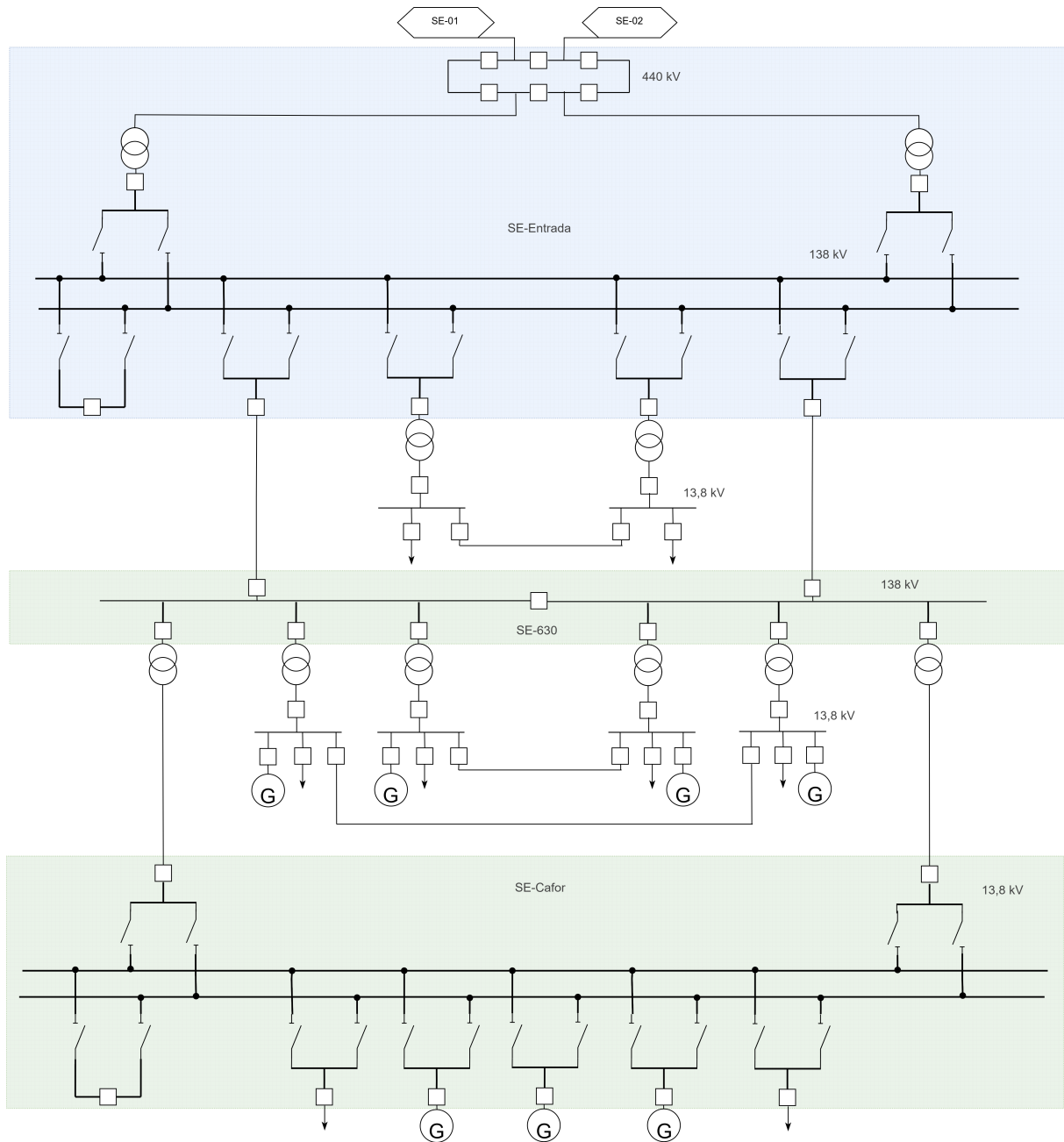


Figura 27 – Sistema Elétrico da Refinaria 2. Fonte: autoria própria.

#### 4.3.1 Ajustes da proteção de ilhamento

Na Tabela 4 são apresentadas as funções de ilhamento configuradas para a Refinaria 2. A tabela contém os códigos das funções ANSI, os valores ajustados e o tempo de atuação de cada uma delas (Refinaria 2, 2023).

Observa-se que existem elementos de subfrequência e sobrefrequência (ANSI 81L e ANSI 81H), que fazem com que ocorra a desconexão se houver variação na frequência da concessionária. Para o caso de decaimento acentuado, existe um elemento que opera com a taxa de variação da frequência (ANSI 81 (df/dt)). Para detecção de formação de ilha com

parte das cargas da concessionária, existem três elementos de subfrequência intertravados com reversão de potência ativa (ANSI 32 & ANSI 81L). Estes elementos permitem que a desconexão ocorra mais rapidamente se a carga da ilha formada possuir magnitude mais acentuada.

Tabela 4 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 2.

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO</b>		
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>
81L	58,5 Hz	0,20 s
81H	61,5 Hz	0,20 s
81 (df/dt)	-1,8 Hz/s	0,00 s
32 & 81L	3 MW & 59,85 Hz	600,00 s
32 & 81L	8 MW & 59,85 Hz	2,00 s
32 & 81L	8 MW & 59,5 Hz	0,10 s

### 4.3.2 Sistema de alívio de carga

O sistema de alívio de cargas da Refinaria 2 é de outro fabricante. O sistema é composto por uma rede de relés e um controlador que executa o descarte de cargas de forma a manter o sistema elétrico em equilíbrio quando ocorrer alguma contingência. O sistema possui esquemas de descarte de cargas por contingência, descarte de cargas por subfrequência e descarte por sobrecarga dos transformadores (Refinaria 2, 2023).

O descarte de cargas por contingência monitora as fontes e cargas do sistema elétrico da refinaria. O sistema efetua descartes para manter o equilíbrio entre demanda e geração em caso de perda de alguma fonte. O montante de carga a ser descartado é baseado no fluxo de potência ativa do disjuntor que provocou a contingência. Uma tela do sistema pode ser visualizada na Figura 28.

Neste ponto observa-se uma diferença para o esquema de descarte por contingência do Fabricante 1, descrito na seção anterior. Para o sistema do Fabricante 1, quando do recebimento de um evento inicializador, o sistema compara as cargas conectadas na ilha com a capacidade das fontes remanescentes, efetuando o descarte da diferença. Para o sistema do Fabricante 2, o evento inicializador, que é a abertura de um disjuntor de fonte ou interligação de ilhas, dispara o descarte da potência que fluía naquele disjuntor, a menos da potência que puder ser absorvida nas outras fontes.

Apesar de levar a resultados semelhantes, as estratégias de implementação levam a cuidados diferentes, principalmente com relação a qualidade das medições. No Fabricante 1, um erro na medição das cargas leva a uma necessidade de descarte diferente

daquela do Fabricante 2, que por sua vez é mais sensível a um erro na medição das fontes. Considerando-se essas diferenças, o sistema de alívio de cargas da Refinaria 2 também conta com uma série de mecanismos para assegurar a confiabilidade do sistema. São mecanismos relacionados a consistência dos sinais analógicos e digitais, qualidades de sinais e monitoramento de falhas de comunicação.

SUMÁRIO DE CONTINGÊNCIA														
DESCRIÇÃO			ESTADO / CONTROLE		DETALHES									
Contingência	Número DI	Descrição	Estado DI	Estado da Contingência	Potência (MW)	IRM Setpoint Capac. Linha (MW)	IRM/Capac. Máxima (MW)	IRM/Capac. Disponível (MW)	Potência Máxima (MW)	Capacidade Disponível (MW)	Carga Medida (MW)	Requerida Descarte (MW)	Selecionada Descarte (MW)	Satisfeito (SIM/NÃO)
1	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	15.0	0.0	1.0	0.0	15.0	276.0	122.8	0.0	0.0	SIM
2	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	20.0	0.0	1.0	0.0	20.0	271.0	122.8	0.0	0.0	SIM
3	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	20.0	0.0	1.0	0.0	20.0	271.0	122.8	0.0	0.0	SIM
4	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	8.0	0.0	1.0	0.0	8.0	283.0	122.8	0.0	0.0	SIM
5	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	8.0	0.0	1.0	0.0	8.0	283.0	122.8	0.0	0.0	SIM
6	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	8.0	0.0	1.0	0.0	8.0	283.0	122.8	0.0	0.0	SIM
7	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	12.0	0.0	0.0	0.0	12.0	279.0	122.8	0.0	0.0	SIM
9	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	7.9				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
10	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	6.4				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
11	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	15.8				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
12	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	16.0				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
13	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	0.5				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
14	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	6.4				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
15	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	4.2				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
16	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	10.5				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
17	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	-4.4				0.0	271.0	107.2	0.0	0.0	SIM
18	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	-3.9				0.0	279.0	114.8	0.0	0.0	SIM
19	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	7.9				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM
20	DJ-XX	DESC-XX	■	HABILITADO	10.5				0.0	291.0	122.8	0.0	0.0	SIM

Figura 28 – Visão Geral do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 2. Fonte: Adaptada de Refinaria 2 (2023).

Na Figura 29 pode ser visualizada a matriz que exibe quais das cargas da lista de prioridades estão selecionadas para descarte de cada contingência. Cada coluna representa uma carga e cada linha representa algum evento inicializador de contingência.



Tabela 5 – Níveis de descarte por subfrequência.

Nível de Frequência	df/dt (taxa de decaimento da frequência)	% MW para descarte
58 Hz	df/dt < 3	20,0%
58 Hz	3 ≤ df/dt < 4,5	40,0%
58 Hz	df/dt ≥ 4,5	35,0%
56,8 Hz	df/dt < 3	45,0%
56,8 Hz	3 ≤ df/dt < 4,5	50,0%
56,8 Hz	df/dt ≥ 4,5	45,0%
55,5 Hz	df/dt < 3	70,0%
55,5 Hz	3 ≤ df/dt < 4,5	90,0%
55,5 Hz	df/dt ≥ 4,5	100,0%

A função do módulo de descarte por sobrecarga dos transformadores é evitar que ocorra o trip de algum transformador por sobrecarga. Caso algum transformador entre em sobrecarga, o módulo efetua o descarte das cargas menos prioritárias para que o fluxo de potência do transformador fique adequado ao seu limite de operação (que já considera um pequeno nível de sobrecarga). O ajuste é coordenado com a função ANSI 51 (sobrecorrente temporizada) dos transformadores, ou seja, em caso de início da curva de atuação, o sistema de alívio de cargas efetua descartes para que a carga do transformador seja reduzida.

O descarte por sobrecarga dos transformadores efetua um descarte de blocos de cargas, a cada 200 ms, até que a corrente do transformador fique abaixo da curva de atuação da função 51, limitando-se a cinco descartes de 3 MW cada.

#### 4.4 Apresentação do sistema da Refinaria 3

O sistema elétrico da Refinaria 3 é conectado a rede de 138 kV da distribuidora local conforme diagrama da Figura 30. O sistema elétrico se encontra na termoelétrica e possui ilhamento em dois níveis (FERREIRA, 2022).

A termoelétrica possui três blocos de geração. Cada bloco possui três geradores que trabalham em ciclo combinado, sendo duas turbinas a gás e uma a vapor. No total são nove máquinas, com potência total instalada de 1368 MVA (FERREIRA, 2022).

A subestação de entrada da Refinaria 3 é uma subestação GIS (*Gas Insulated Substation*), que se interliga a usina termoelétrica através de dois circuitos de 138 kV. A

partir da subestação GIS são derivados alimentadores para três ilhas de carga.

As unidades geradoras são as seguintes:

Três unidades geradoras na ilha 01 – Turbinas a vapor de 7 MW.

Duas unidades geradoras na ilha 02 – Turbinas a vapor de 20 MW.

Nenhuma unidade geradora na ilha 03.

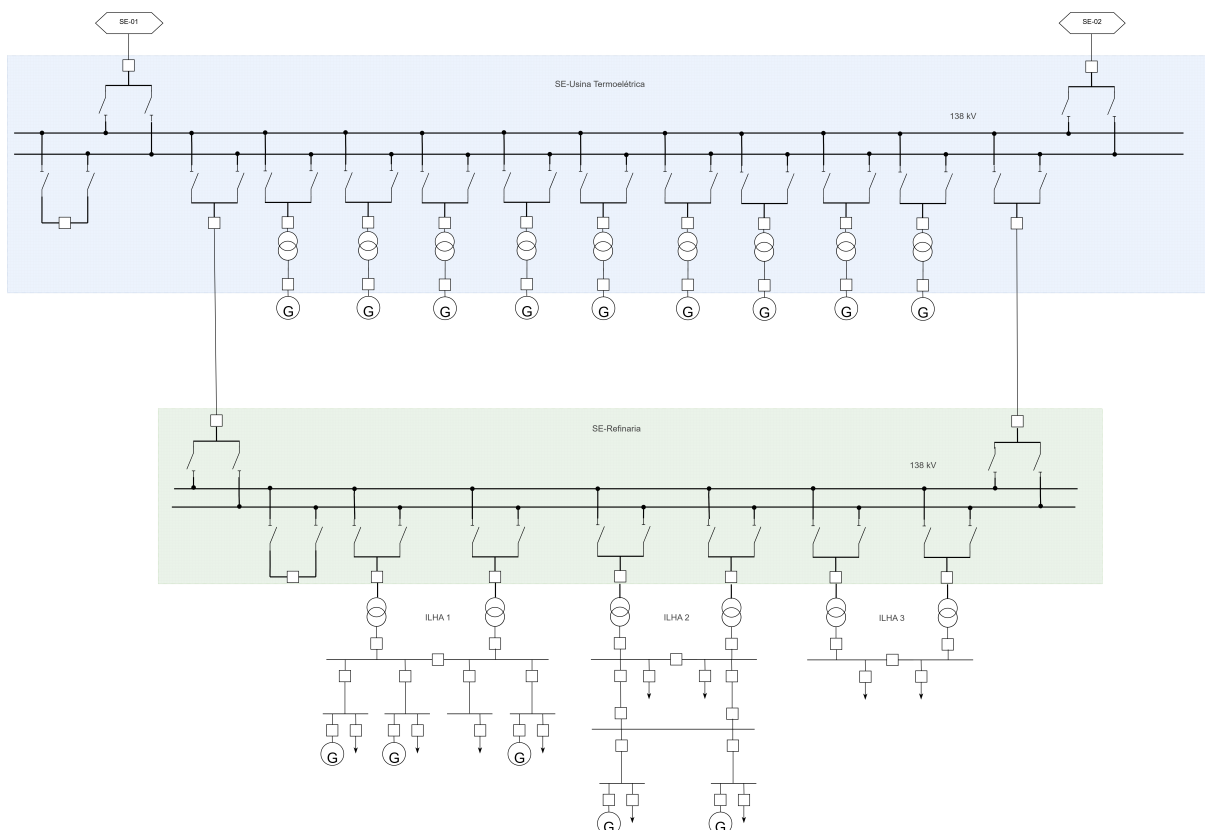


Figura 30 – Sistema Elétrico da Refinaria 3. Fonte: autoria própria.

#### 4.4.1 Ajustes da proteção de ilhamento

Na Tabela 6 são apresentadas as funções de ilhamento configuradas para a Refinaria 3. A tabela contém os códigos das funções ANSI, os valores ajustados e o tempo de atuação de cada uma delas (Refinaria 3, 2020).

Observa-se que existem elementos de subfrequência e sobrefrequência (ANSI 81L e ANSI 81H), que fazem com que ocorra a desconexão se houver variação na frequência da concessionária. Para o caso de variação acentuada na frequência, existem elementos que operam com a taxa de variação da frequência (ANSI 81H (df/dt) e ANSI 81L (df/dt)). Para detecção de formação de ilha com parte das cargas da concessionária, existe um elemento que detecta reversão de potência ativa (ANSI 32) intertravado com subfrequência ou subtensão (ANSI 81L + ANSI 27). Para detecção de curto-circuito na concessionária,

existe um elemento de sobrecorrente direcional intertravado com subtensão (ANSI 67 & ANSI 27). Existem dois elementos de sobretensão (ANSI 59) que permitem que a desconexão ocorra mais rapidamente se sobretensão for mais acentuada. Por fim, existe um elemento que detecta colapso de tensão na concessionária.

Tabela 6 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 3.

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO</b>		
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>
81H (df/dt)	2,0 Hz/s & 61,0 Hz	0,15 s
81L (df/dt)	2,0 Hz/s & 59,0 Hz	0,15 s
81H	62,0 Hz	3,00 s
81L	58,0 Hz	3,00 s
32 & (81L + 27)	4,00 MW & (U < 80% + f < 59 Hz)	0,20 s
67 & 27	250 A & (U1 < 30% + U1 < 60%)	0,30 s (para U1 < 30%); 0,65 s (para U1 < 60%).
Colapso de Tensão	U < 80% & (dv/dt > 0,80 s + U > 30% + U2 < 15% (seq. Negativa) + Q < -5 Mvar)	0,15 s
59	U > 110%	2,00 s
59	U > 120%	0,15 s

O elemento que detecta colapso de tensão é usado para aumentar a segurança do esquema, evitando operações indevidas causadas por faltas no sistema que são eliminadas lentamente. O colapso de tensão é geralmente um evento equilibrado, com as tensões nas três fases sendo aproximadamente iguais. Condições de falta (com exceção de faltas trifásicas) resultam em tensões de fase desequilibradas. Essa diferença fundamental entre tensões baixas causadas por faltas versus colapso de tensão pode ser utilizada para adicionar segurança a um esquema de separação (MOZINA, 2007).

As tensões nas três fases devem cair abaixo do ponto de ajuste para ativação da lógica. Um bloqueio de operação, que detecta tensões baixas ou presença de tensão de sequência negativa, adiciona segurança ao esquema. A magnitude da subtensão devido a um colapso iminente é de 89% a 94%. Além disso, como eventos de colapso de tensão são condições equilibradas, apenas um nível muito pequeno de tensão de sequência negativa está presente (MOZINA, 2007). No caso específico da implementação utilizada na Refi-

naria 3 foram incorporados ao bloqueio a taxa de variação da tensão e a exportação de reativos para o sistema.

#### 4.4.2 Sistema de alívio de carga

O sistema de descarte elétrico da Refinaria 3 é um programa desenvolvido de modo a assegurar a disponibilidade de energia elétrica para sistemas essenciais, mantendo as cargas mais críticas dentro do processo da refinaria. Isto é realizado desligando os circuitos das cargas menos essenciais para o processo em caso de uma falta dentro do sistema de geração de energia elétrica ou parte do sistema elétrico da refinaria.

Um requisito que o programa de descarte de cargas deve desempenhar é o de provocar o mínimo de perturbação no processo de produção. O propósito é descartar somente a potência realmente necessária com a menor prioridade possível. Além disso, o sistema de descarte não deve operar a não ser por situações obrigatórias dentro do sistema elétrico. Deve, portanto, ser muito seguro e o número de operações espúrias deve ser restrita a vida útil do sistema ([Refinaria 3, 2020](#)).

De acordo com a topologia e o modo de operação da Refinaria 3, haverá sempre três ilhas principais que podem ser visualizadas na Figura 31, sendo duas ilhas com geração e uma terceira sem geração. A ilha de carga sem geração não é considerada no programa.

O programa de alívio de cargas da Refinaria 3 também é do Fabricante 1 e possui arquitetura semelhante àquela descrita no sistema de alívio de cargas da Refinaria 1. O programa possui um módulo de descarte de cargas por contingência, que opera de forma idêntica ao descrito para o programa da Refinaria 1. Porém, adicionalmente, o sistema da Refinaria 3 possui um módulo de subfrequência que opera na retaguarda do módulo principal.

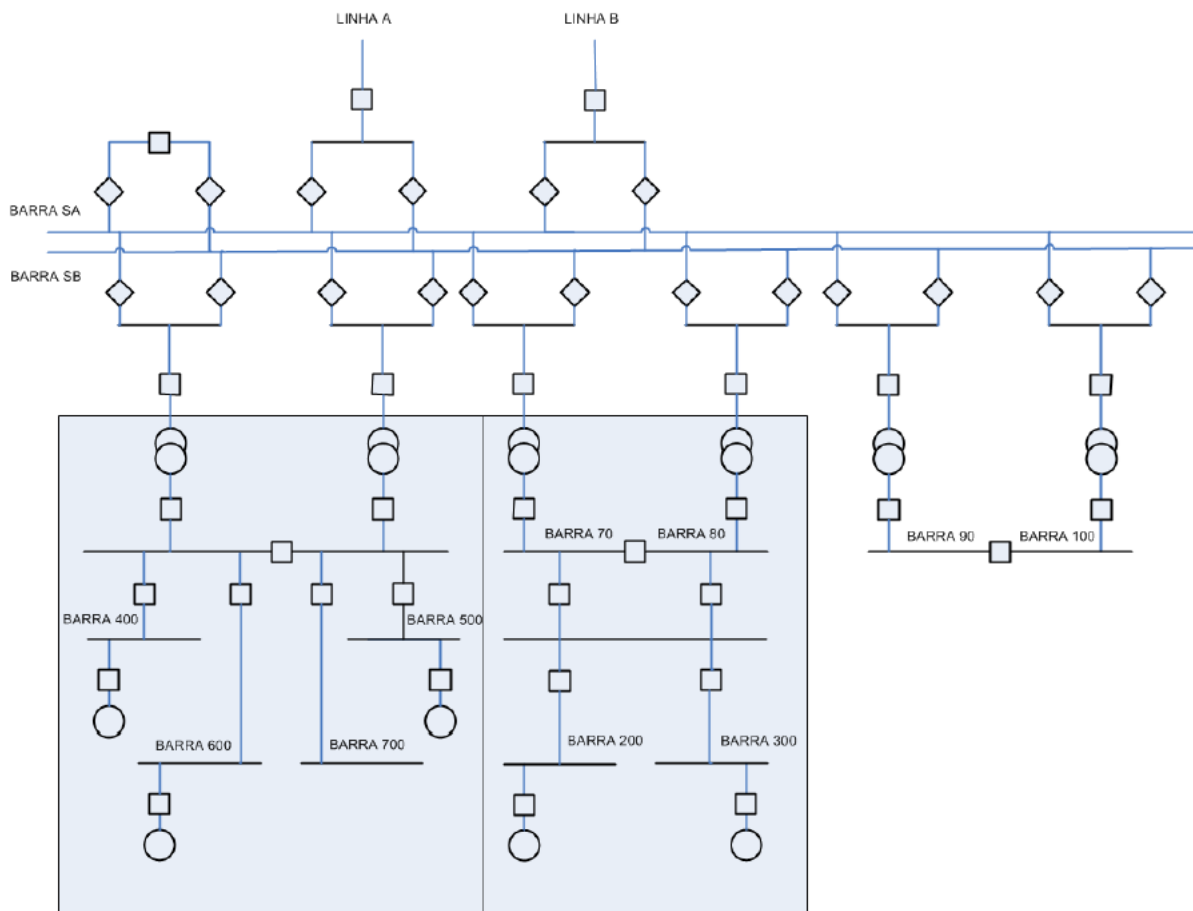


Figura 31 – Visão Geral do Sistema de Alívio de Cargas da Refinaria 3. Fonte: Adaptada de Refinaria 3 (2020).

O descarte por subfrequência é um bloco de monitoração da frequência do gerador e ajuste da sua potência disponível. Além da abertura de um disjuntor crítico, este módulo envia para o módulo de descarte por contingência um evento inicializador externo para que este seja executado quando houver uma sobrecarga na ilha. O descarte por subfrequência é configurado por gerador. Este cálculo só é liberado se os geradores estão operando fora de sincronismo com a concessionária, ou seja, na configuração ilhada.

Foram considerados para este módulo dois steps de subfrequência, sendo um em 59 Hz e o outro em 57 Hz, que consideram redução na potência do gerador de 6% e 10% respectivamente. O tempo para o início do descarte por subfrequência é de 5 segundos. Após a queda da frequência abaixo de 59Hz, dispara-se um pulso para o programa de descarte de cargas a cada 5 segundos como se fosse a abertura de um disjuntor de contingência.

## 4.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou exemplos de sistemas de ilhamento e de alívio de cargas e seus respectivos ajustes, de três refinarias instaladas no Brasil, com as seguintes

arquiteturas:

- Refinaria conectada à rede de distribuição da concessionária de energia, em 138 kV.
- Refinaria conectada à rede de básica de transmissão, em 440 kV.
- Refinaria conectada à usina termoelétrica. Neste caso o ilhamento ocorre em dois níveis, sendo possível ilhar a refinaria com a usina termoelétrica ou ilhar somente a refinaria.

Foi possível observar algumas peculiaridades de cada sistema. Parte das diferenças são devidas a tecnologia dos equipamentos. A Refinaria 1, por exemplo, não possui elemento configurado para taxa de variação da frequência ( $df/dt$ ), pois os seus relés não possuem este recurso. Outra característica fundamental é a arquitetura do sistema elétrico, tanto local quanto da concessionária. A Refinaria 3, por estar conectada na termoelétrica, possui maior probabilidade de formar uma ilha com excesso de geração. Por essa razão possui elemento que opera com taxa positiva de variação da frequência (ANSI 81H ( $df/dt$ )). Além disso, o sistema local da Refinaria 3 é mais propenso a ocorrência de colapso de tensão, sendo portanto a única refinaria ajustada com essa proteção. O sistema de alívio de cargas da Refinaria 1 não possui *backup* de subfrequência, como nas Refinarias 2 e 3. Por fim, a capacidade de geração própria de cada refinaria varia, resultando em níveis de descarte e impacto a produção diferentes. As particularidades inerentes a cada instalação tornam o sistema essencialmente único, demandando a realização de estudos específicos para sua adequada caracterização.

No próximo capítulo será apresentado um estudo de caso com os estudos de transitórios eletromecânicos que balizaram o ajuste da proteção de ilhamento da Refinaria 1.

# 5 Estudo de Caso – Ilhamento da Refinaria 1

## 5.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar um estudo de caso relativo a Refinaria 1 descrita no Capítulo 4.

Na primeira parte são apresentados os estudos de transitórios eletromecânicos que balizaram o ajuste da proteção de ilhamento. Para o desenvolvimento dos estudos foi utilizado o banco de dados do sistema interligado nacional disponibilizado pelo [ONS](#).

Na segunda parte são apresentados os modelos utilizados na representação dos geradores síncronos, dos sistemas de excitação, dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras.

Na terceira parte do capítulo são apresentados testes reais no turbo gerador a gás da refinaria e perturbações reais no sistema elétrico em estudo para auxiliar na validação dos modelos utilizados.

Para finalizar o capítulo são apresentados cenários específicos simulados no [ANATEM](#) para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações e verificar os ajustes de ilhamento implementados em campo.

## 5.2 Proteção de Ilhamento da Refinaria 1

O ajuste da proteção de ilhamento foi realizado com base na análise dos resultados de estudos feitos no software [ANATEM](#). Para o desenvolvimento dos estudos de estabilidade angular foi utilizado o banco de dados do [ONS](#), referentes ao terceiro quadrimestre de 2023, disponibilizados em seu site.

Na Figura 32 pode ser observado o diagrama unifilar da Refinaria 1 desenvolvido no software [ANAREDE](#). No software é simulada a condição de regime permanente pré falta. A partir dos dados pré falta, no software [ANATEM](#) são aplicadas as faltas e contingências para avaliação do transitório eletromecânico do sistema em estudo.

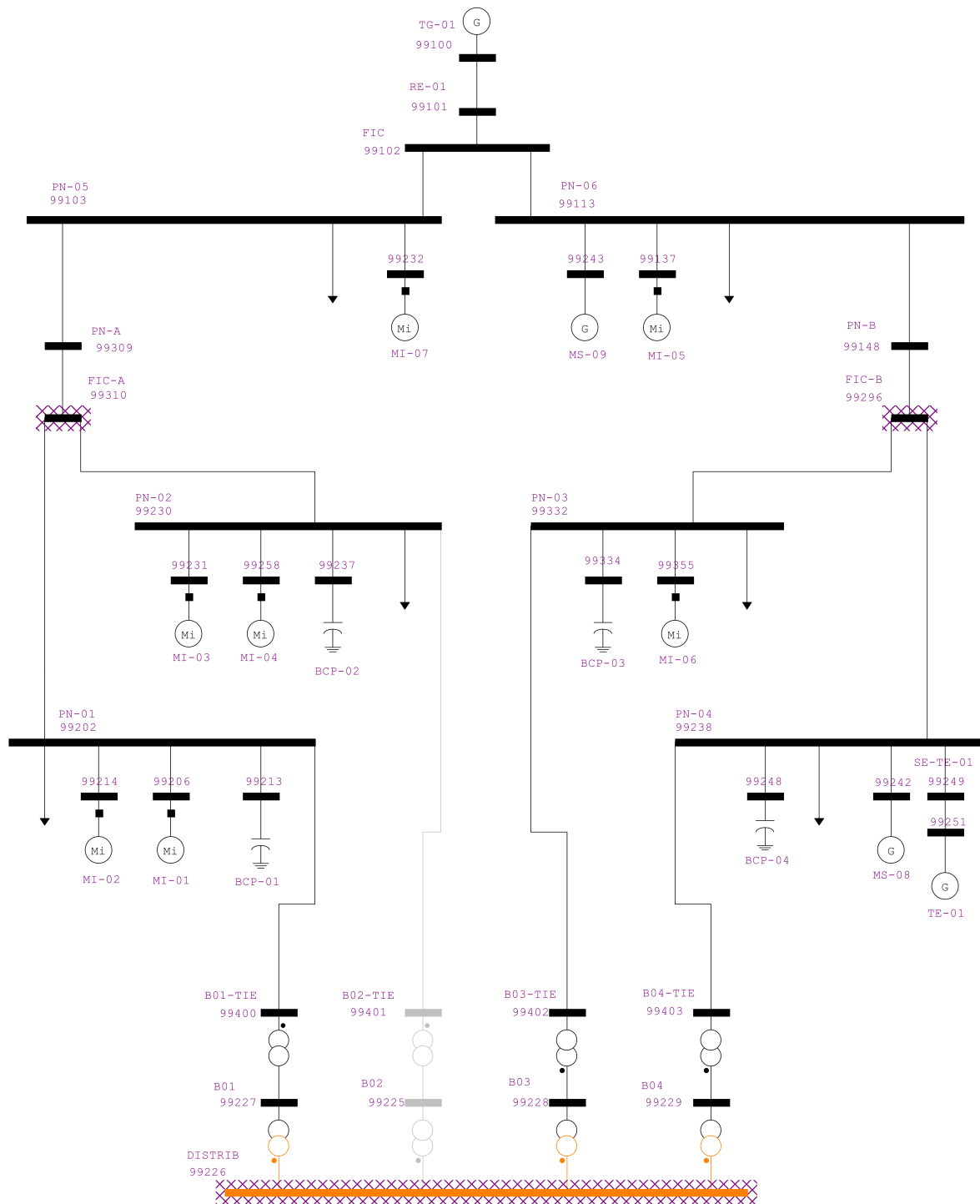


Figura 32 – Diagrama Unifilar da Refinaria 1 no ANAREDE. Fonte: autoria própria.

### 5.3 Modelos utilizados no estudo de estabilidade angular

A seguir são descritos os dados utilizados para representação dos geradores síncronos nos estudos de transitórios eletromecânicos. Também são considerados os dados dos sistemas de excitação e reguladores de tensão e velocidade das unidades geradoras.

Os geradores síncronos são representados, nos estudos de estabilidade angular transitória, por modelos matemáticos expressos através de equações algébrico-diferenciais não-lineares. Tais modelos consideram os dados descritos na Tabela 7. A inércia total do eixo (H) compreende todas as massas girantes acopladas ao mesmo, ou seja, inércia dos elementos da turbina, inércia do gerador e inércia da excitatriz (se for rotativa e acoplada ao eixo) (AMPÈRE, 2010).

Tabela 7 – Dados dos Geradores Síncronos. Fonte: AMPÈRE (2010).

Variável	Descrição
V <sub>n</sub>	Tensão terminal nominal em kV.
S <sub>n</sub>	Potência aparente nominal da máquina, em MVA, usada como base para os parâmetros da máquina.
P <sub>n</sub>	Potência ativa máxima de cada unidade, em MW.
FP	Fator de potência da máquina.
f	Frequência nominal da máquina em Hz.
n	Rotação da máquina em rpm.
X <sub>d</sub>	Reatância síncrona de eixo direto, em %.
X <sub>q</sub>	Reatância síncrona de eixo em quadratura, em %.
X' <sub>d</sub>	Reatância transitória de eixo direto, em %.
X" <sub>d</sub>	Reatância subtransitória de eixo direto, em %.
X" <sub>q</sub>	Reatância subtransitória de eixo em quadratura, em %.
X <sub>l</sub>	Reatância de dispersão da armadura, em %.
T' <sub>do</sub>	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.
T" <sub>do</sub>	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.
T" <sub>qo</sub>	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos.
R <sub>a</sub>	Resistência do enrolamento da armadura, em %.
H	Constante de tempo de inércia, em segundos (total do eixo).
D	Constante de amortecimento, em pu/pu.

A Tabela 8 e a Tabela 9 apresentam os dados do turbo expansor e do turbo gerador a gás. Os dados foram obtidos a partir das folhas de dados dos equipamentos. Para os dados não disponíveis foram adotados valores típicos de máquinas de porte e tipo semelhantes.

Tabela 8 – Dados do turbo expansor (11,525 MVA). Fonte: AMPÈRE (2010).

Variável	Valores	Variável	Valores
Vn	13,8 kV	X''d	0,187
Sn	11,525 MVA	X'q	75,5 %(*)
Pn	9,22 MW	Xl	13,4 %(*)
FP	0,8	T'do	5,97 s
f	60 Hz	T''do	0,059 s(*)
n	1800 rpm	T''qo	0,084 s
Xd	1,45	Ra	0,000965
Xq	1,22	H	1,395 s
X'd	0,266	D	0 pu

(\*) Dado não disponível - considerado valor típico conforme Anexo A

Tabela 9 – Dados do turbo gerador a gás (65,50 MVA). Fonte: AMPÈRE (2010).

Variável	Valores	Variável	Valores
Vn	14,6 kV	X''d	0,2287
Sn	65,5 MVA	X'q	0,33
Pn	52,4 MW	Xl	16 %(*)
FP	0,8	T'do	8,3 s
f	60 Hz	T''do	0,05 s
n	3600 rpm	T''qo	0,15 s(*)
Xd	1,91	Ra	0,144 %(*)
Xq	1,75	H	2,5 s
X'd	0,271	D	2,5 pu(*)

(\*) Dado não disponível - considerado valor típico conforme Anexo A

Para os sistemas de excitação e reguladores de tensão das unidades geradoras foram considerados os dados e diagramas de blocos obtidos a partir das folhas de dados dos equipamentos. Estes diagramas consideram a representação dos elementos no domínio da frequência através das funções de transferência das malhas de controle correspondentes (AMPÈRE, 2010).

O diagrama de blocos representativo do controlador de tensão terminal do turbo expansor é apresentado na Figura 33. Este AVR (*Automatic Voltage Regulator*) inclui uma

malha de ganho direto e malhas de realimentação com amortecimento. Existem três sinais de compensação que regulam as tensões de excitação, que são magnitude da tensão nos terminais, geração de potência ativa e geração de potência reativa (Operation Technology, Inc, 2019).

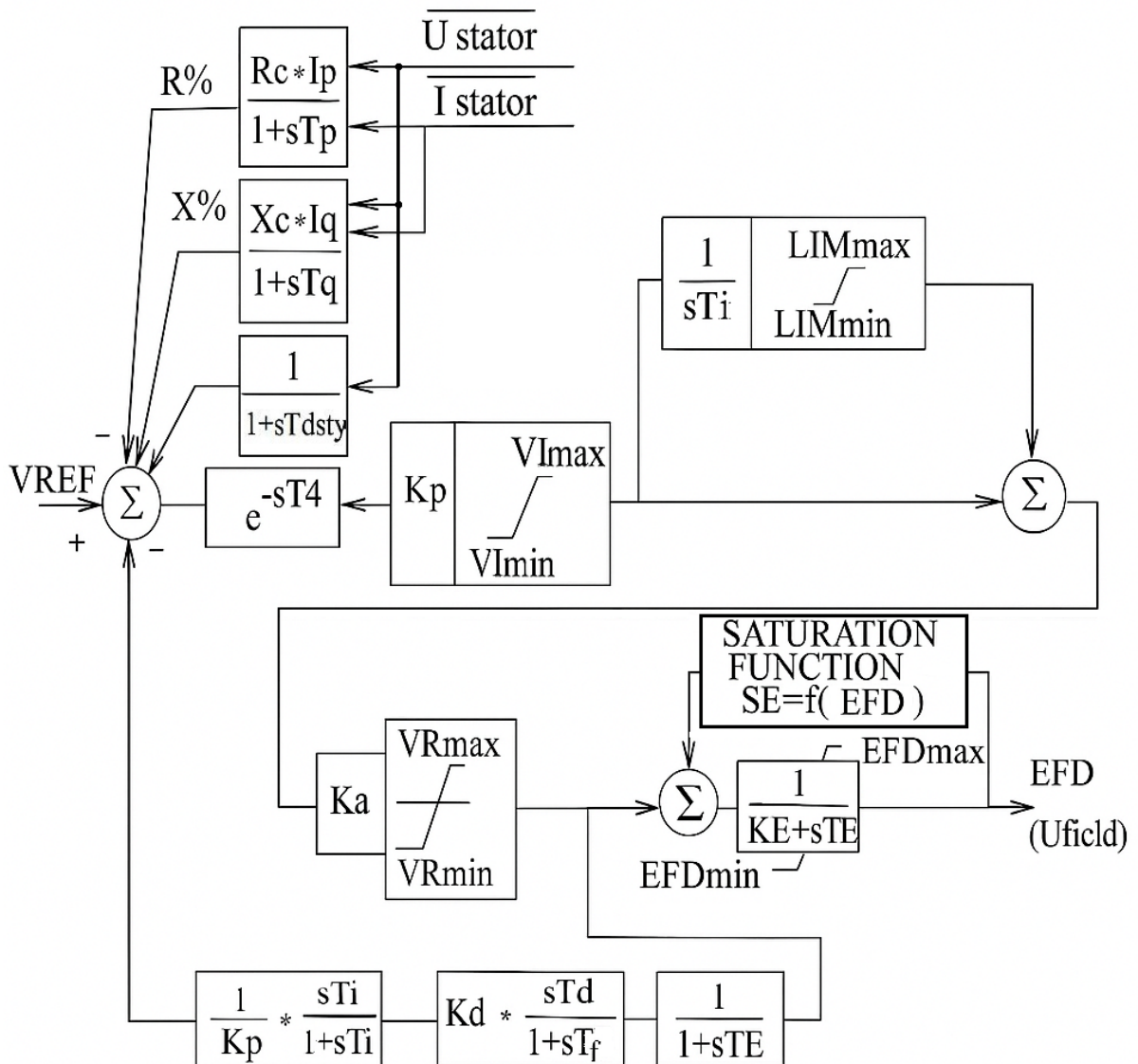


Figura 33 – Diagrama de blocos do controlador de tensão do turbo expensor. Fonte: AMPÈRE (2010).

Os parâmetros estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Parâmetros do Controlador de Tensão Terminal do Turbo Expansor. Fonte: AMPÈRE (2010).

Parâmetros	Valores
T4	0,02 s
Kp	20
Ka	1
Ti	1,8 s
LIMmax	4 pu
LIMmin	-1 pu
VImax	10 pu
VImin	-10 pu
KD	2
Td	1,8 s
Tf	1,8 s
Tdsty	0,05 s
Rc	0 pu
Tp	5 s
Xc	0 pu
Tq	0,011 s
KE	1
SE	0
TE	0,17 s
VRmax	4,77 pu
VRmin	3,34 pu
EFDmax	4,77 pu
EFDmin	0 pu

O diagrama de blocos representativo do controlador de tensão terminal do turbo gerador a gás, modelo IEEE AC8B, é apresentado na Figura 34. Este modelo de AVR consiste em um controle PID, com constantes separadas para os ganhos proporcional, integral e derivativo. Os valores dessas constantes são escolhidos para proporcionar o melhor desempenho para cada sistema de excitação (IEEE Power and Energy Society, 2005).

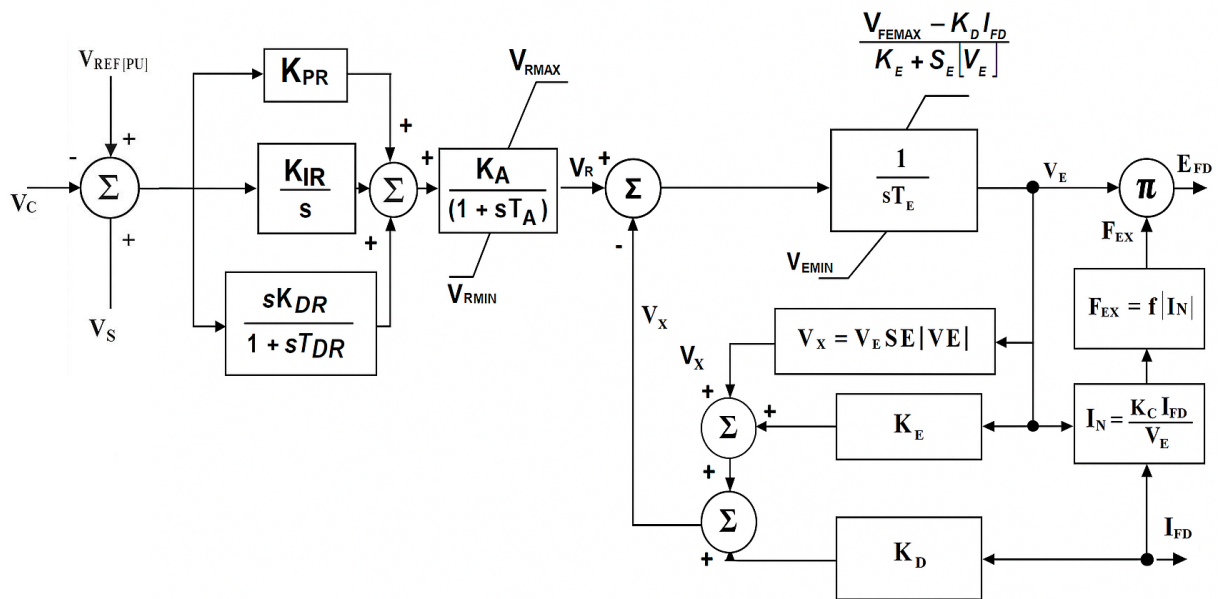


Figura 34 – Diagrama de blocos do controlador de tensão do turbo gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010).

Os parâmetros estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Parâmetros do Controlador de Tensão Terminal do Turbo Gerador a Gás. Fonte: AMPÈRE (2010).

Parâmetros	Valores
KPR	84
KIR	5
KDR	1
TDR	0,012 s
KA	38
TA	0,001 s
VRMAX	12 pu
VRMIN	-12 pu
TE	1,3 s
VFEMX	7,3 pu
VEMIN	0 pu
KE	1 pu
KD	2,21 pu
KC	0,57 pu

Para os dados dos reguladores de velocidade das turbinas foram consideradas as informações e diagramas de blocos obtidos a partir das folhas de dados dos equipamentos. Estes diagramas consideram a representação dos elementos no domínio da frequência através das funções de transferência das malhas de controle correspondentes (AMPÈRE, 2010).

O diagrama de blocos representativo do regulador de velocidade da turbina do turbo gerador a gás é apresentado na Figura 35. Foi utilizado o modelo GGOV1, desenvolvido como um modelo de regulador de turbina de uso geral para ser utilizado em estudos de simulação dinâmica. No que diz respeito à turbina a gás, são feitas suposições simplificadoras como desconsideração dos controles do IGV (Inlet Guide Vanes), suposição de um limite de temperatura/limite de carga constante e não representação explícita de quaisquer efeitos ambientais ou outros (IEEE PES, 2013).

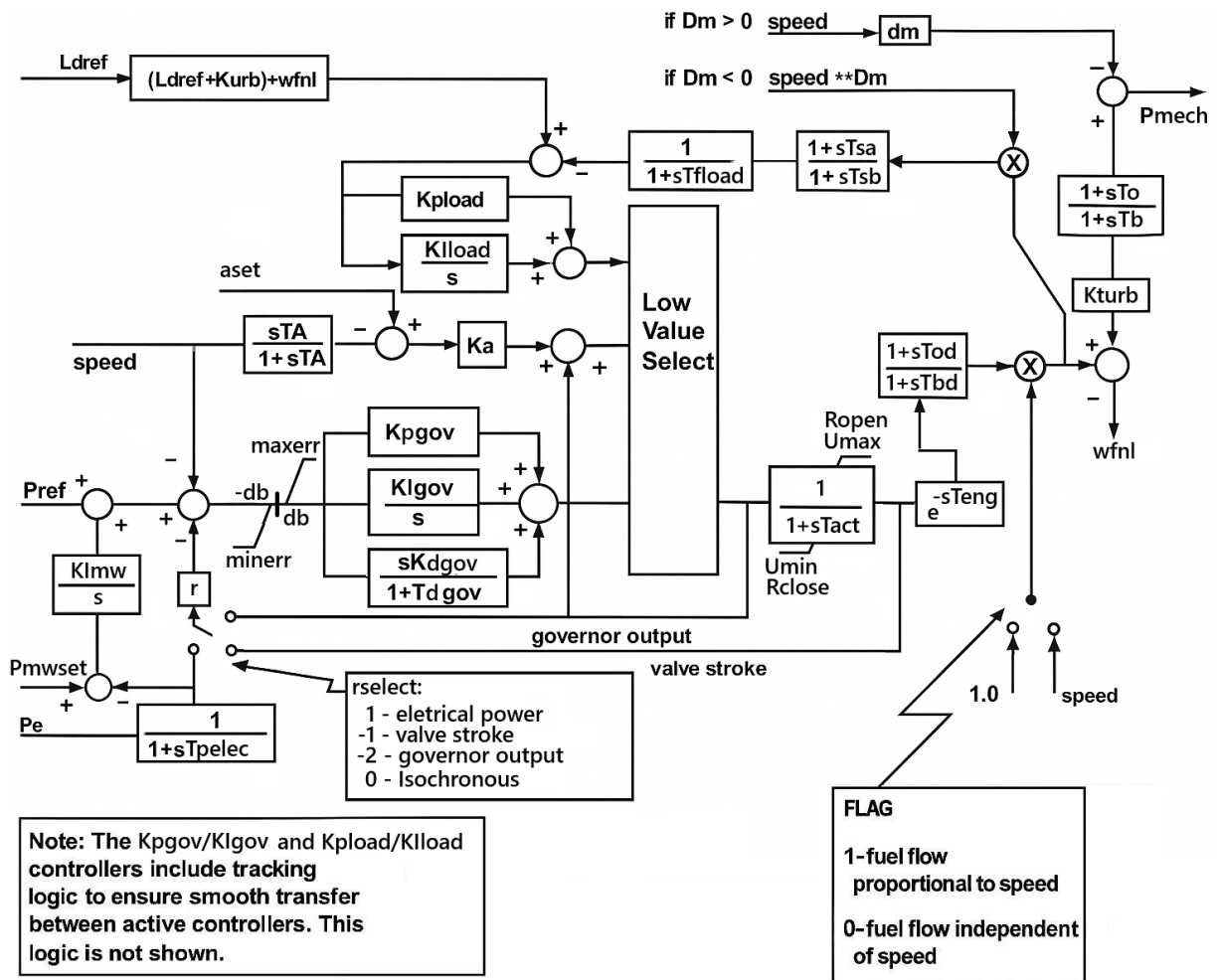


Figura 35 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina do turbo gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010).

Os parâmetros estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Parâmetros do Controlador de Velocidade do Turbo Gerador a gás. Fonte: AMPÈRE (2010).

Parâmetros	Valores
TPELEC	1 s
KIMW	1
KPGOV	2,4
KIGOV	1,1
KDGOV	1
TDGOV	1
TA	0,1 s
KA	10
DM	0,001 pu
TSA	1 s
TSB	1 s
TFLD	0,3
KPLD	1
KILD	3,3
TACT	0,4
TCD	0,1
TBD	0,1
R	0,05 pu
KTURB	2,7
TC	0
TB	0,1

O regulador de velocidade do turbo expansor não foi modelado por razões de processo. O turbo expansor é um equipamento projetado para recuperar energia de pressão dos gases de combustão e convertê-la em energia elétrica em um gerador síncrono. Os gases quentes de combustão, ao saírem do regenerador da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido, são conduzidos ao turbo expansor. O processo de geração de energia elétrica ocorre sem queima de combustível, apenas com a expansão dos gases de combustão disponíveis, propiciando um melhor aproveitamento energético. O controle prioritário do turbo expansor é o da pressão no regenerador. Por esta razão, o turbo expansor deve permanecer estável durante perturbações no sistema elétrico. Para representar essa con-

dição o regulador de velocidade do turbo expansor deve permanecer inoperante durante os distúrbios analisados.

Os modelos matemáticos, para todos os elementos componentes, foram implementados no programa computacional de análise de estabilidade angular transitória, juntamente com os respectivos valores de ganhos, constantes de tempo e limites.

Os principais motores da refinaria foram modelados com parâmetros obtidos a partir das folhas de dados. Dados típicos de máquinas de porte semelhante, conforme Anexo A, também foram utilizados. A Tabela 13 contém a lista de motores de indução. Eles foram representados nos estudos de estabilidade através de modelo dinâmico de segunda ordem, que considera os transitórios elétrico e mecânico do rotor. Para as cargas mecânicas, conectadas aos eixos dos motores, foram admitidos modelos quadráticos de variação do conjugado com o escorregamento.

Tabela 13 – Parâmetros dos Motores De Indução para Estudos de Estabilidade. Fonte: AMPÈRE (2010).

Nome	$R_s$ [%]	$X_s$ [%]	$X_m$ [%]	$R_r$ [%]	$X_r$ [%]	$H$ [s]	Potência [HP]
MOTOR 1	0,675	16,67	300	0,135	0,903	0,0101	2770
MOTOR 2	0,390	24,00	300	0,200	1,380	0,0424	8023
MOTOR 3	1,069	23,57	300	0,002	0,014	0,0253	3804
MOTOR 4	0,663	22,00	300	0,179	1,191	0,0141	2283
MOTOR 5	0,663	22,00	300	0,179	1,191	0,0141	2373
MOTOR 6	0,689	16,67	300	0,150	0,997	0,0070	1153
MOTOR 7	1,069	23,57	300	0,002	0,014	0,0253	3804

Modelos estáticos são adequados para simulações de fluxo de potência e para simulações dinâmicas em locais onde os resultados não são sensíveis à modelagem da carga. Assim, os motores síncronos só são modelados quando sua representação é realmente necessária (TAYLOR et al., 1995). Os motores síncronos foram modelados como geradores síncronos com potência ativa negativa, ou seja, consumindo potência. Como não foram atribuídos modelos dinâmicos a esses motores, no estudo de estabilidade eles são representados como carga elétrica estática do tipo potência constante. A Tabela 14 contém a lista de motores.

Tabela 14 – Parâmetros dos Motores Síncronos para Estudos de Estabilidade. Fonte: AMPÈRE (2010).

Nome	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [MVar]
MOTOR 8	-1,4	3,0
MOTOR 9	-1,4	0,0

Todos os demais motores foram modelados nos estudos de estabilidade como carga elétrica estática do tipo potência constante (AMPÈRE, 2010).

Nos estudos de estabilidade é uma prática comum fornecer um meio de adicionar amortecimento que seja proporcional à velocidade ou ao escorregamento. A introdução do amortecimento é feita por meio de um coeficiente usado para calcular um torque de amortecimento na realimentação da velocidade ou do escorregamento. O valor usado para esse coeficiente depende fortemente do tipo de modelo de gerador utilizado e, particularmente, da modelagem dos enrolamentos amortecedores. Por exemplo, um amortecimento de 1 a 3 pu é frequentemente utilizado para representar o amortecimento devido ao atrito da turbina e aos efeitos da carga (ANDERSON; FOUAD, 2003).

Para representar o efeito do amortecimento das cargas elétricas, que é função da redução da frequência, foi adotada uma constante de amortecimento (D) para o turbo gerador a gás, como informado na Tabela 9. O parâmetro foi ajustado em 2,5 pu, para amortecer as cargas motóricas, predominantes na refinaria, que foram representadas como potência constante.

## 5.4 Validação dos modelos com base em registros reais do sistema

Para validação dos modelos foram realizados testes reais no turbo gerador a gás. A manobra realizada no sistema da Refinaria 1 para o teste de rejeição de cargas pode ser observada na Figura 36. O teste tem início com os preparativos que visam principalmente assegurar a preservação do sistema elétrico da refinaria, que se encontra em operação. Para isso, todas as subestações críticas foram manobradas para a barra B5 (à esquerda), que não está envolvida no teste. Cargas não críticas foram selecionadas para operar na barra B6 (à direita) e o turbo gerador foi manobrado para operar somente por esta barra.

O teste consiste na abertura do disjuntor que interliga a subestação da cogeração com a subestação principal. Quando o disjuntor abre ocorre o ilhamento da barra B6 com o turbo gerador a gás. Como o turbo gerador está com geração maior que a carga da ilha formada, ocorre rejeição de carga, onde o sistema de controle corta potência na turbina para restabelecer o equilíbrio e recuperar a frequência que tende a disparar.

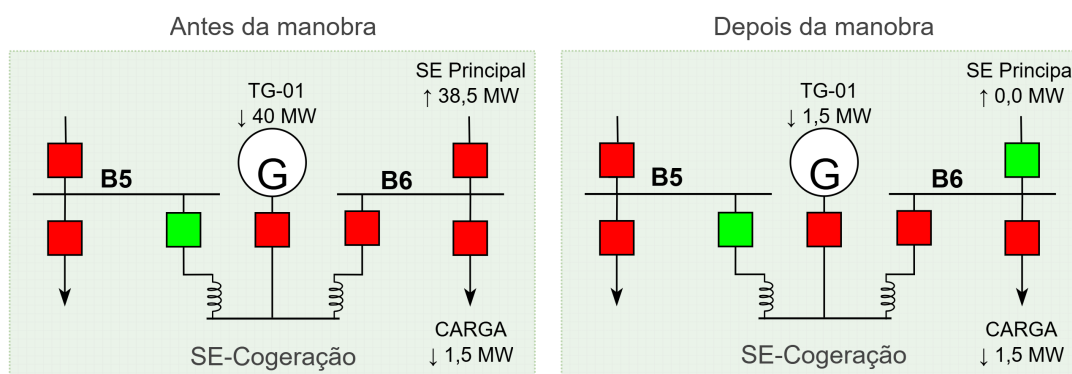


Figura 36 – Esquema para teste de rejeição de carga. Antes da manobra (à esquerda) e depois da manobra (à direita). Fonte: autoria própria.

Com relação ao teste de rejeição de cargas, o fabricante da turbina a gás informa que o equipamento é projetado para acomodar rejeições de carga parcial e total e permanecer em operação. Entretanto, o fabricante não recomenda a realização de testes de rejeição de carga na turbina a gás. Embora o acionador e os controles da turbina a gás sejam robustos o suficiente para lidar com rejeições de carga total, os resultados não podem ser garantidos devido a muitas variáveis que estão fora do controle do fabricante. Essas variáveis incluem sistemas de fornecimento e tratamento de combustível e água, disjuntores do gerador, conexões e confiabilidade da energia auxiliar da planta, alimentação principal da concessionária, sistemas de controle da planta e diferencial de pressão dos filtros de entrada de ar (GE – GENERAL ELECTRIC, 2002).

Caso seja determinado que um teste de rejeição de carga é necessário, recomenda-se que sejam realizadas rejeições parciais de carga na turbina a gás, iniciando com 5 MW e aumentando em incrementos de 5 MW até atingir a magnitude de carga desejada. Isso permitirá testar e comprovar que a dinâmica da planta é suficiente para lidar com perturbações menores antes de avançar para magnitudes maiores. Tentativas repetidas de testes de rejeição de carga devem ser mantidas ao mínimo (GE – GENERAL ELECTRIC, 2002).

Testar a dinâmica do sistema de controle é importante para assegurar a confiabilidade do sistema elétrico da refinaria. Desta forma, os testes foram conduzidos de acordo com a orientação do fabricante, diminuindo assim os riscos de falha catastrófica da turbina.

Nas Figuras 37, 38 e 39 podem ser observados os resultados do teste de rejeição de cargas. A turbina a gás foi ajustada em 40 MW e a barra estava com 1,5 MW de carga não crítica. Cargas não críticas são formadas por motores que se desligados não impactam no funcionamento das unidades de processo.

O registro do gráfico é o do momento da abertura do disjuntor que formou a ilha de carga. Observa-se que a potência do gerador caiu de 40 MW para 1,5 MW. A taxa de

amostragem dos sinais é baixa, resultando assim, na visão em degraus representada nos gráficos. O comportamento real dos sinais apresenta variação contínua. Observa-se um *overshoot* na frequência que atinge o pico de 66 Hz e retorna para 60 Hz em aproximadamente 4 segundos. Observa-se também estabilidade na tensão terminal do gerador que apresentou pouca variação. Trata-se de um teste bem sucedido na turbina a gás.

Juntamente com os registros obtidos no teste real podem ser observados os resultados da simulação da mesma rejeição de cargas realizada no [ANATEM](#). O comportamento foi bastante semelhante ao observado no teste real, comprovando assim a aderência do modelo.

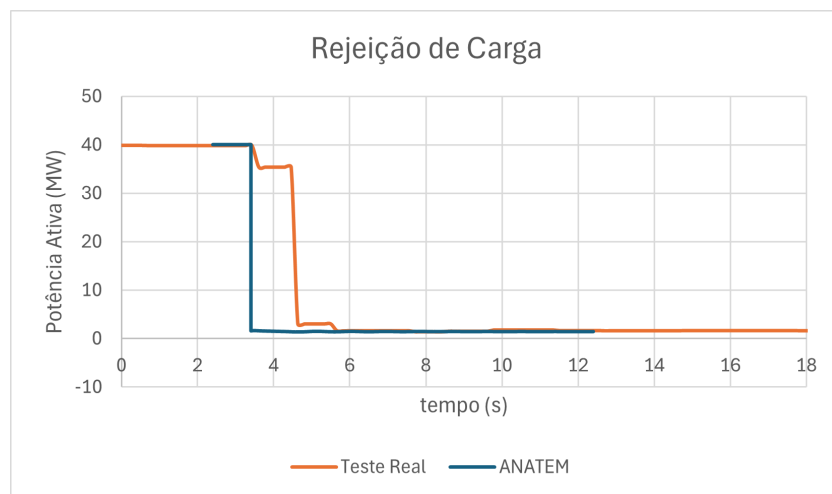


Figura 37 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no [ANATEM](#) - Potência Ativa. Fonte: autoria própria.

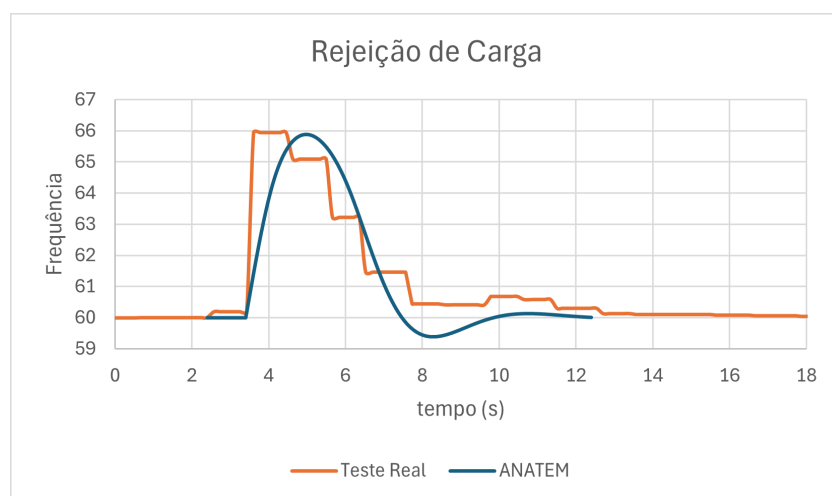


Figura 38 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no [ANATEM](#) - Frequência. Fonte: autoria própria.

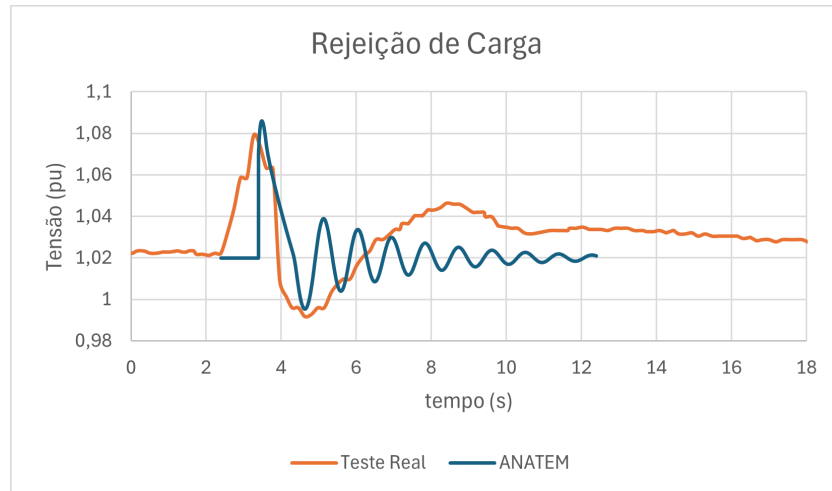


Figura 39 – Rejeição de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Tensão.  
Fonte: autoria própria.

Foi realizado também um teste de tomada de carga. A manobra realizada no sistema da Refinaria 1 para o teste de tomada de carga pode ser observada na Figura 40. Assim como no caso do teste de rejeição de cargas, o teste tem início com os preparativos que visam principalmente assegurar a preservação do sistema elétrico da refinaria, que se encontra em operação. Para isso, todas as subestações críticas foram manobradas para a barra B5 (à esquerda), que não está envolvida no teste. Cargas não críticas foram selecionadas para operar na barra B6 (à direita) e o turbo gerador foi manobrado para operar somente por esta barra.

O teste consiste na abertura do disjuntor que interliga a subestação da cogeração com a subestação principal. Quando o disjuntor abre ocorre o ilhamento da barra B6 com o turbo gerador a gás. Como o turbo gerador está com geração menor que a carga da ilha formada, ocorre tomada de carga, onde o sistema de controle incrementa potência na turbina para restabelecer o equilíbrio e recuperar a frequência que tende a diminuir.

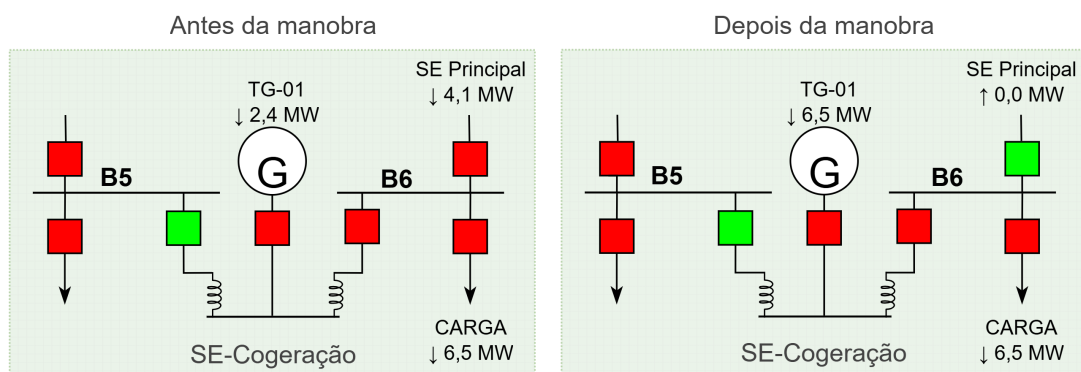


Figura 40 – Esquema para teste de tomada de carga. Antes da manobra (à esquerda) e depois da manobra (à direita). Fonte: autoria própria.

Com relação ao teste de tomada de cargas, não é uma tarefa simples obter uma carga representativa. Geralmente é difícil encontrar na refinaria cargas que possam ser utilizadas. Deve-se considerar toda a complexidade da planta industrial e o risco de falha durante o teste, que pode resultar no desligamento da carga. Uma opção disponível no mercado é a utilização de banco de carga. Mas trata-se de um arranjo de grande complexidade quando a potência requerida é alta. Outra variável importante é o custo elevado envolvido no aluguel do banco de cargas. Como é importante testar a dinâmica do sistema de controle para assegurar a confiabilidade do sistema elétrico da refinaria, foi autorizada a realização do teste com cargas não críticas totalizando 6,5 MW. Cargas não críticas são formadas por motores que se desligados não impactam no funcionamento das unidades de processo.

Nas Figuras 41, 42 e 43 podem ser observados os resultados do teste de tomada de cargas. A turbina a gás foi ajustada em 2,4 MW e a barra estava com 6,5 MW de carga não crítica.

O registro do gráfico é o do momento da abertura do disjuntor que formou a ilha de carga. Observa-se que a potência do gerador subiu de 2,4 MW para 6,5 MW. A taxa de amostragem dos sinais é baixa, resultando assim, na visão em degraus representada nos gráficos. O comportamento real dos sinais apresenta variação contínua. Observa-se um *undershoot* na frequência que atinge o vale de 59,2 Hz e retorna para 60 Hz em aproximadamente 5 segundos. Observa-se também estabilidade na tensão terminal do gerador que apresentou pouca variação. Trata-se de um teste bem-sucedido na turbina a gás.

Juntamente com os registros obtidos no teste real podem ser observados os resultados da simulação da mesma tomada de cargas realizada no ANATEM. O comportamento foi bastante semelhante ao observado no teste real, comprovando assim a aderência do modelo.

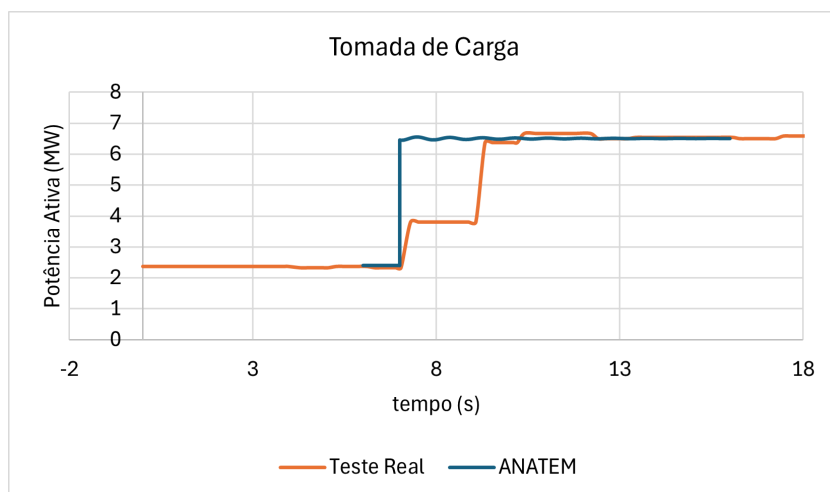


Figura 41 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Potência Ativa. Fonte: autoria própria.

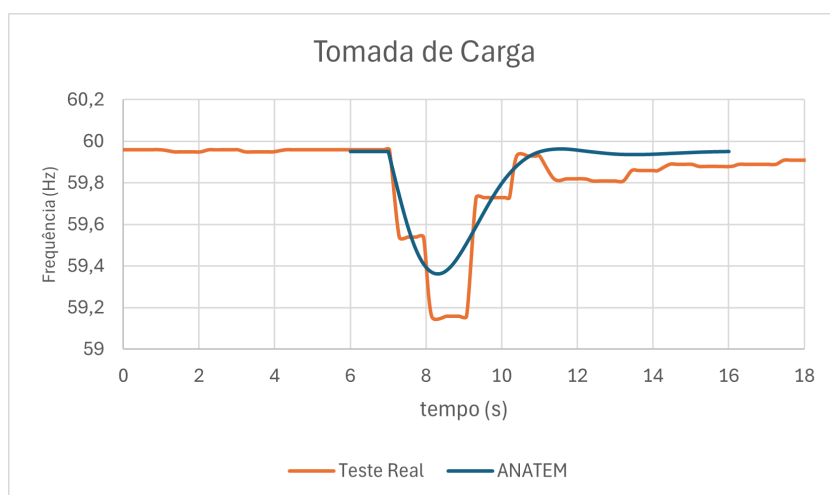


Figura 42 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Frequência. Fonte: autoria própria.

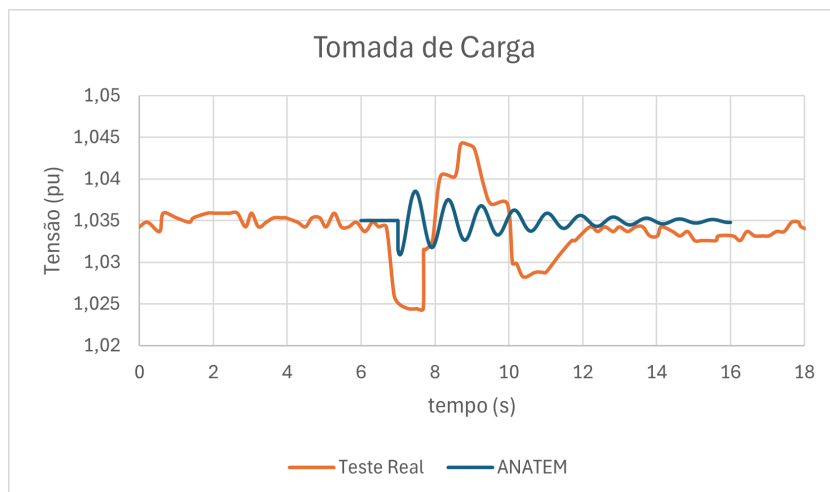


Figura 43 – Tomada de carga obtida em teste real e simulada no ANATEM - Tensão.  
Fonte: autoria própria.

Vale destacar neste ponto que o sistema de descarte de cargas elétricas da Refinaria 1 não prevê a tomada de carga. Por razões de confiabilidade não é considerada no programa uma reserva girante que possa ser utilizada para acomodar mais cargas numa situação de ilhamento. Portanto, do ponto de vista de controle, o descarte da carga funciona de forma conservadora, exigindo menos esforço do sistema de controle da turbina.

## 5.5 Perturbações reais no sistema elétrico em estudo

Para realização do estudo de ilhamento deverão ser simuladas algumas perturbações no sistema elétrico. Inicialmente serão apresentadas algumas perturbações reais que permitirão uma melhor compreensão do sistema em estudo. Na sequência, cenários específicos deverão ser simulados no ANATEM para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações e verificar os ajustes de ilhamento implementados para a planta.

Na Tabela 15 podem ser observados os eventos de ilhamento e os distúrbios mais importantes no sistema elétrico da Refinaria 1 desde a entrada em operação de sua unidade de cogeração, em julho de 2012. Pode-se observar que num intervalo de 12 anos (2012 a 2024) o número de eventos críticos no sistema elétrico da concessionária foi igual a seis. Desconsidera-se os dois eventos ocorridos em 2012, quando o ilhamento ocorreu por elevada sensibilidade da proteção de fronteira, e os dois eventos de subfrequência no SIN ocorridos em 2022 e 2023. Os eventos de subfrequência no SIN não geraram perdas na refinaria devido a atuação satisfatória do ERAC no sistema da concessionária.

De acordo com o histórico, obtém-se uma taxa média de falhas da rede externa igual a uma falha a cada dois anos. Apesar de se tratar de um número muito bom, falhas na rede resultam em perdas importantes no processo produtivo. Um exemplo crítico pode

ser observado no Caso 6 da Tabela 15, quando uma falha no suprimento externo levou a desdobramentos que resultaram na parada geral da refinaria.

Tabela 15 – Eventos de Ilhamento na Refinaria 1.

CASO	DATA	DESCRIÇÃO	OBSERVAÇÃO
1	03/10/2012	Ilhamento da refinaria. Subfrequência na concessionária, que permaneceu operando.	
2	15/12/2012	Ilhamento da refinaria. Subfrequência na concessionária, que permaneceu operando.	Implementação dos ajustes de ilhamento atuais para melhorar sensibilidade.
3	26/07/2015	Refinaria não ilhou. Curto-circuito na concessionária. Afundamento de tensão na refinaria com parada de unidades.	Sem geração local. Cogeração parada.
4	13/10/2015	Refinaria não ilhou. Curto-circuito na concessionária. Afundamento de tensão na refinaria com parada de unidades.	Sem geração local. Cogeração parada.
5	14/09/2016	Ilhamento da refinaria. Curto-circuito na concessionária. Descarte de cargas (descarte de três unidades).	
6	19/10/2016	Ilhamento da refinaria. Curto-circuito na concessionária. Blecaute seguido de parada geral.	Após o ilhamento, houve perda de chama no combustor da turbina, resultando em desligamento do gerador TG-01.
7	24/02/2018	Ilhamento da refinaria. Curto-circuito na concessionária. Descarte de cargas (descarte de duas unidades).	
8	20/09/2022	Refinaria não ilhou. Curto-circuito na concessionária. Afundamento de tensão na refinaria com parada de unidades.	Sem geração local. Cogeração parada.
9	20/12/2022	Refinaria não ilhou. Subfrequência no SIN com atuação de ERAC. Não houve distúrbio na refinaria.	Corte de carga de 3,1 GW no SIN.
10	15/08/2023	Refinaria não ilhou. Subfrequência no SIN com atuação de ERAC. Não houve distúrbio na refinaria.	Corte de carga de 23,0 GW no SIN.

Logo após a ocorrência do Caso 2 da Tabela 15 os relés foram reparametrizados com ajustes mais adequados e não houve mais ocorrência de ilhamento indevida. Os ajustes substituídos podem ser observados na Tabela 16.

Tabela 16 – Tabela com funções de proteção substituídas após análise dos primeiros ilhamentos da Refinaria 1.

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO ALTERADAS</b>				
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajustes Antigos</b>		<b>Ajustes Atuais</b>	
	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>
81L	59,0 Hz	1,00 s	57,8 Hz	4,00 s
81L	58,5 Hz	0,50 s	57,0 Hz	0,15 s
81L & 32	59,2 Hz & 4 MW	0,20 s	<b>Bloquear</b>	
81H	61,5 Hz	0,50 s	<b>Manter</b>	
59N	36 %	2,00 s	<b>Manter</b>	
59N	80 %	0,10 s	<b>Manter</b>	
67 & 27	1000 A & 80 %	0,30 s	<b>Manter</b>	
67 & 27	1000 A & 90 %	1,00 s	<b>Manter</b>	

Dois elementos de subsfrequência tiveram ajuste e temporização alterados. Um elemento de subsfrequência, intertravado com reversão de potência ativa, foi bloqueado. Com os novos ajustes o sistema passou a apresentar uma melhor coordenação com as ações de ERAC do sistema da concessionária.

Nos itens seguintes serão apresentadas as características observadas em cada evento que serão úteis na avaliação dos cenários de estudo. Foram observados casos de atuações bem-sucedidas diante de uma ocorrência externa e casos em que o ilhamento foi mal-sucedido e resultou em parada geral. Serão ainda apresentados casos em que o evento externo ocorreu quando a unidade de cogeração estava em parada programada de manutenção. Nestes casos o sistema elétrico da refinaria não está preparado para operar em ilha e permanece conectado ao sistema elétrico supridor como uma unidade consumidora sem geração. Por fim serão apresentados os distúrbios de frequência no SIN.

### 5.5.1 Perturbações reais – Ilhamento bem-sucedido

Na ocorrência do Caso 7 da Tabela 15 houve curto-circuito no sistema elétrico da concessionária que resultou no ilhamento do sistema elétrico da Refinaria 1. Após o ilhamento houve atuação do sistema de descarte de cargas elétricas para promover

o equilíbrio entre geração e carga no sistema elétrico da refinaria. Foram descartados automaticamente cerca de 11 MW com a parada de duas unidades de produção.

Observa-se na Figura 44 um evento de curto-circuito bifásico com duração de 922 ms envolvendo as fases A e B. O ilhamento da refinaria se deu pela atuação da proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27) e temporização de 300 ms. O ilhamento ocorreu às 15:30 e a refinaria foi resincronizada no sistema da concessionária às 15:45. Neste intervalo as cargas foram atendidas pela geração própria.

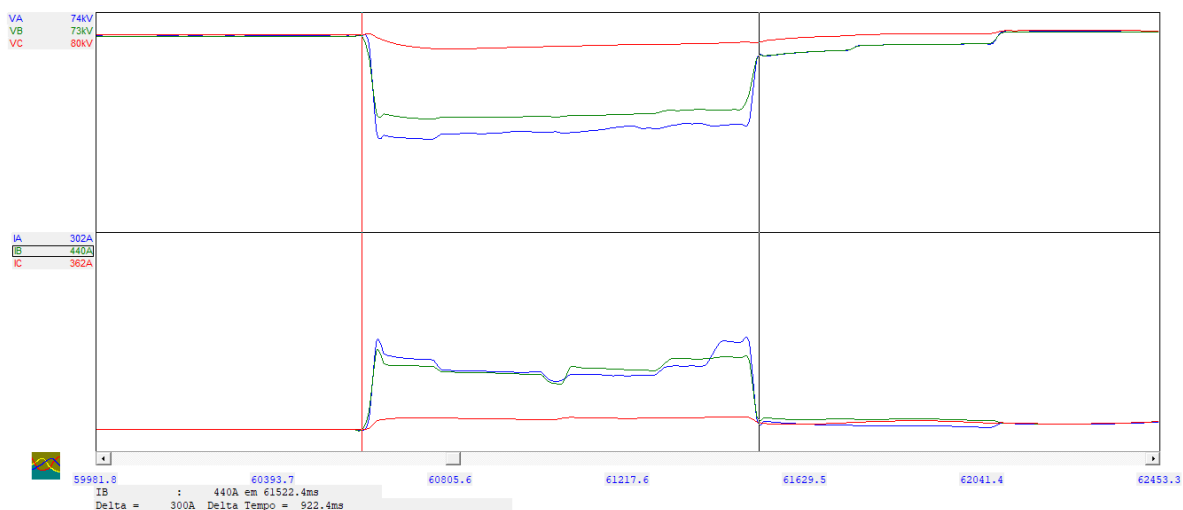


Figura 44 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 7 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Mesmo com o desempenho satisfatório do sistema elétrico, houve um evento crítico de redução da potência ativa no turbo expansor, que pode ser observado na Figura 45. No gráfico estão apresentadas as grandezas de tensão, potência e frequência da turbina a gás que gerava 39 MW no momento da ocorrência. O turbo gerador a gás controla a frequência do sistema elétrico da refinaria quando ele opera em ilha. O turbo expansor operava com uma potência de 5 MW no momento do distúrbio.

Devido a uma falha no sistema de controle do turbo expansor, houve diminuição da sua potência gerada após o evento de ilhamento. Tal situação levou a uma redução da frequência na refinaria uma vez que a turbina a gás não conseguiu compensar toda a redução de geração. O sistema de descarte de cargas operou conforme previsto para restabelecer o equilíbrio logo após o ilhamento. A ocorrência de diminuição na geração do turbo expansor não é evento inicializador de nova rodada de descarte. Além disso, o sistema de descarte de cargas da Refinaria 1 não possui *backup* de subfrequência para comandar cortes adicionais.

Para permitir o resincronismo ações operacionais foram realizadas para restabelecer a frequência, sendo a principal delas a recuperação da geração do turbo expansor. Uma última informação interessante do gráfico da Figura 45 pode ser observada às 16:40.

Neste instante, a geração própria foi reduzida por ação operacional para diminuir a exportação de geração excedente para a concessionária. A geração somente foi restabelecida mais tarde quando as unidades descartadas foram colocadas novamente em operação.

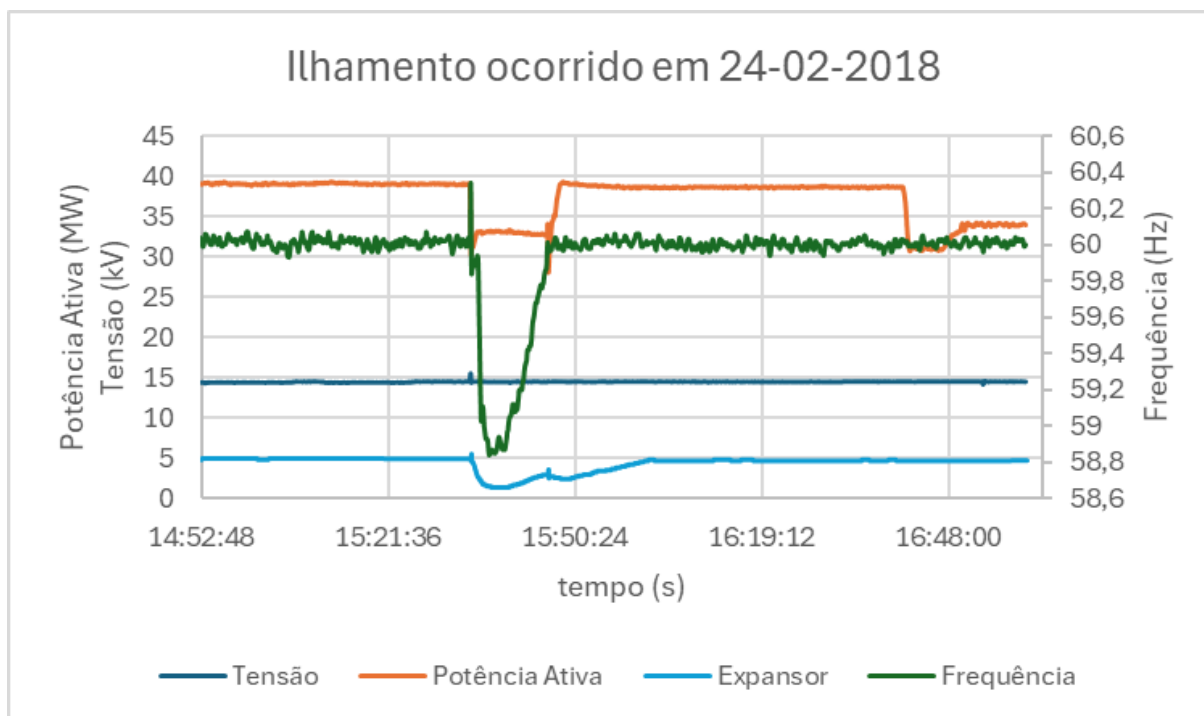


Figura 45 – Dados dos geradores para a ocorrência do Caso 7 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Na ocorrência do Caso 5 da Tabela 15 houve curto-circuito no sistema elétrico da concessionária que resultou no ilhamento do sistema elétrico da Refinaria 1. Após o ilhamento houve atuação do sistema de descarte de cargas elétricas para promover o equilíbrio entre geração e carga no sistema elétrico da refinaria. Foram descartados automaticamente cerca de 16,5 MW com a parada de três unidades de produção.

As unidades geradoras da refinaria contribuem para a falta no sistema elétrico externo até que ocorra o ilhamento pela atuação da proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27). Neste intervalo, houve descoordenação da proteção de sobrecorrente do turbo expansor, levando o mesmo a desligamento. Neste caso, o sistema de descarte de cargas elétricas computou a contingência dupla de perda da concessionária e de perda do turbo expansor para definir o montante de carga a ser descartado. Por esta razão o montante de carga descartado foi maior e resultou na parada da terceira unidade de produção.

Observa-se na Figura 46 um evento de curto-circuito bifásico com evolução para curto-circuito trifásico com duração total de 538 ms. O ilhamento da refinaria se deu pela atuação da proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente

(67+27) e temporização de 300 ms.

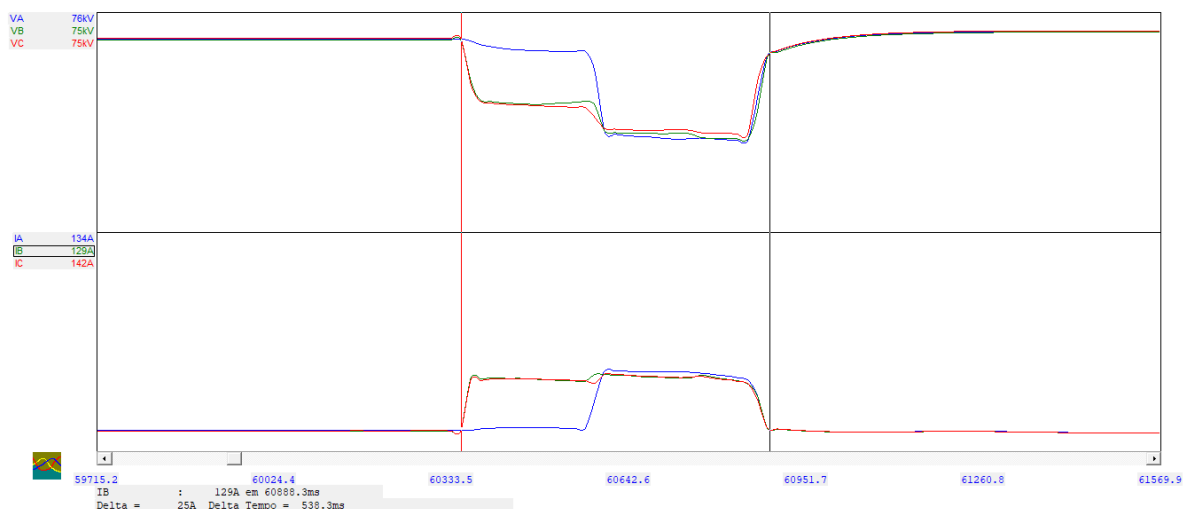


Figura 46 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 5 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Os casos apresentados mostraram o reequilíbrio entre geração e carga do sistema elétrico da Refinaria 1 após o ilhamento. Porém, os casos também mostraram os desafios enfrentados do ponto de vista da continuidade operacional durante eventos dessa natureza. Somente o descarte automático das unidades já previstas para descarte representa uma situação indesejada. Mas além disso, os casos evidenciaram problemas que agravaram a ocorrência e que colocaram o sistema em risco de falha total.

Neste sentido, os eventos auxiliam na definição dos cenários de estudo para a escolha das melhores condições para ilhamento. É importante simular no ANATEM a ocorrência de curtos-circuitos no sistema elétrico externo seguido de ilhamento da refinaria. Após o ilhamento é interessante simular uma perda de geração ou mesmo uma falha no descarte de algum alimentador para verificar a viabilidade de implantação de algum sistema de descarte de cargas por retaguarda.

## 5.6 Perturbações reais – Ilhamento seguido de parada geral

Na ocorrência do Caso 6 da Tabela 15 houve curto-circuito no sistema elétrico da concessionária que resultou no ilhamento do sistema elétrico da Refinaria 1. Após o ilhamento houve atuação indevida do sistema de descarte de cargas elétricas, que por falha no cálculo, comandou o desligamento de todos os alimentadores da refinaria. As unidades geradoras também desligaram durante a ocorrência. O turbo expansor desligou por descoordenação da proteção e o turbo gerador a gás desligou por falha de chama durante o processo de rejeição de cargas.

Observa-se na Figura 47 um evento de curto-circuito monofásico, que evolui para bifásico e depois trifásico, com duração total de 1086 ms. O ilhamento da refinaria se deu pela atuação da proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27) e temporização de 300 ms.

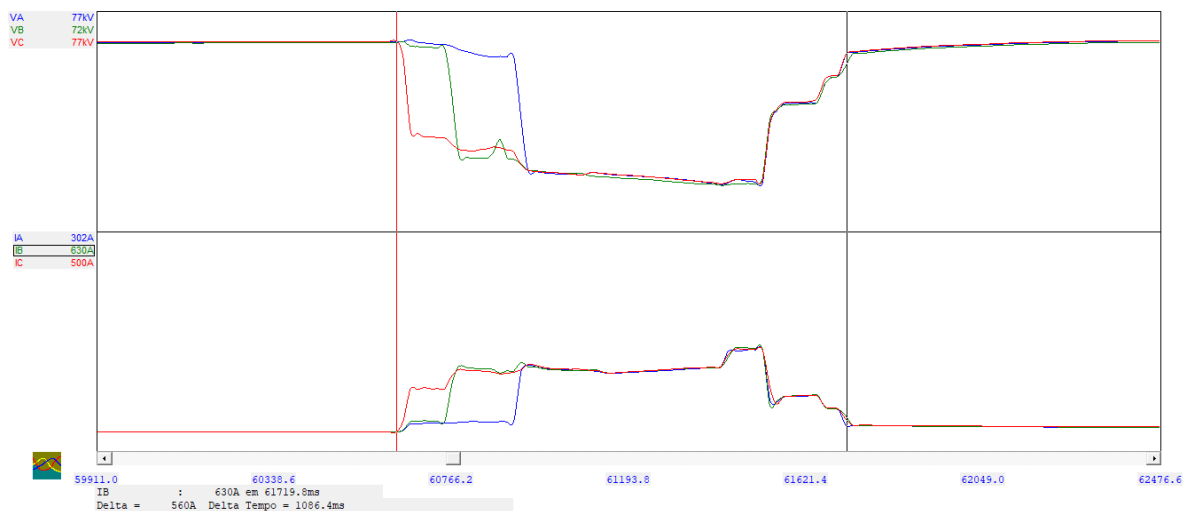


Figura 47 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 6 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Nessa ocorrência foram revisados os recursos do sistema de descarte de cargas relacionados com a confiabilidade. O sistema deve operar corretamente para todas as falhas as quais ele foi designado a operar e ao mesmo tempo não operar de modo incorreto para situações normais. Uma série de mecanismos são previstos para assegurar a confiabilidade como, consistência de medição dos sinais analógicos e digitais, tratamento de qualidade dos sinais e monitoramento da arquitetura do sistema. No caso específico da ocorrência houve falha da aquisição dos dados analógicos das cargas levando o sistema a entender que havia carga elétrica excessiva na ilha. O resultado foi o desligamento de todos os alimentadores.

Quanto as unidades geradoras, o desligamento do turbo expansor foi pelo mesmo motivo da ocorrência do Caso 5 da Tabela 15 e a correção do ajuste de proteção estava em andamento. Para o turbo gerador a gás, o desligamento durante a rejeição foi devido a ineficiências da turbina. Para prevenir eventos dessa natureza, a refinaria realiza testes de rejeição de cargas nas paradas de manutenção para revisão geral.

## 5.7 Perturbações reais – Distúrbios na concessionária com cogeração parada

Na ocorrência do Caso 8 da Tabela 15 houve curto-circuito no sistema elétrico da concessionária. Assim como nos Casos 3 e 4, não houve ilhamento do sistema elétrico da

refinaria. A unidade de cogeração estava parada para manutenção programada e somente o turbo expansor não possui geração suficiente alimentar uma ilha de carga na refinaria. Nestes casos a refinaria funciona como uma unidade consumidora sem geração própria e fica dependente do suprimento da concessionária. Quando da ocorrência de faltas as cargas locais ficam sujeitas as variações de tensão e frequência do sistema externo.

Observa-se na Figura 48 um evento de curto-circuito bifásico que evolui para trifásico com duração total de 722 ms. Os principais efeitos sentidos na refinaria são aqueles relacionados a desligamentos de cargas críticas devido a desatracamento de contadores por conta do afundamento de tensão. Neste sentido, o trabalho se concentra na sensibilidade dessas cargas críticas promovendo meios de fazê-las suportar melhor o afundamento de tensão. Entre as estratégias adotadas pode-se apontar, por exemplo, o uso de dispositivos ride-through, a implementação de lógicas de reaceleração de cargas e a substituição dos demarradores para contadores alimentados por corrente contínua ou disjuntores.

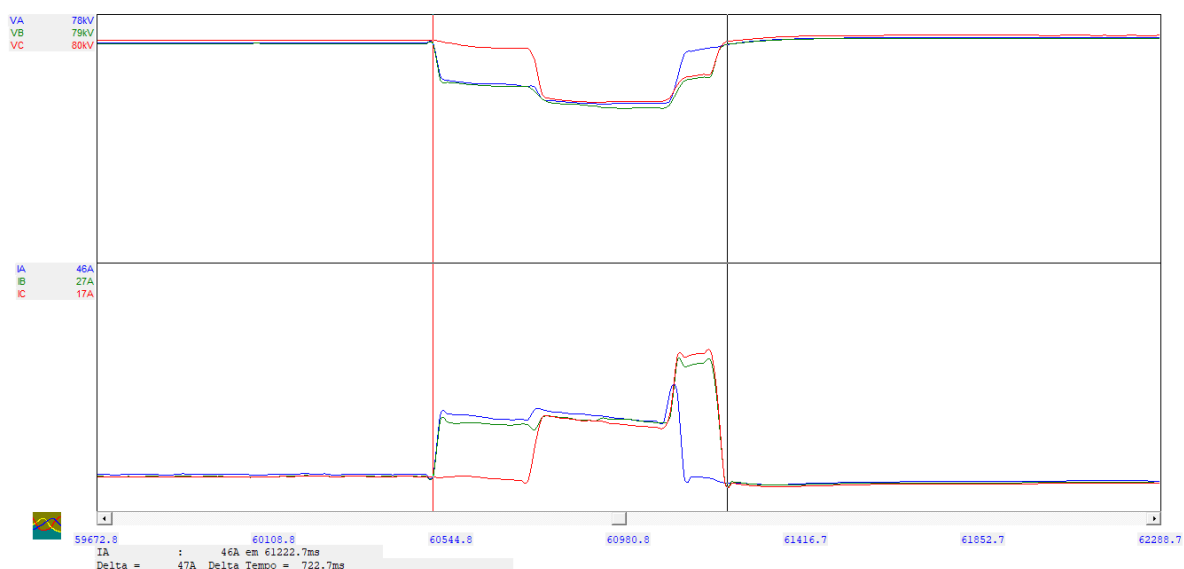


Figura 48 – Curto-circuito na concessionária para a ocorrência do Caso 8 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

As falhas na concessionária com a cogeração parada foram passageiras e o sistema elétrico externo permaneceu energizado. No caso de ocorrência de falha permanente (já ocorrida em data anterior a entrada da cogeração) o resultado é blecaute e parada geral das unidades de processo. Por esta razão é importante manter a geração própria disponível no maior tempo possível.

### 5.7.1 Perturbações reais – Distúrbios no SIN

Nesta seção serão apresentados dois eventos de perturbação no sistema interligado nacional. Os eventos não promoveram o ilhamento da refinaria e não levaram ao desli-

gamento de cargas elétricas porque o sistema interligado conseguiu se recompor com as ações sistêmicas. A atuação de esquemas de rejeição e alívio de cargas (ERAC) permitiu a recuperação da frequência e evitou o colapso do sistema.

Por esta razão, os eventos apresentados são importantes para definição do momento adequado do ilhamento. Neste ponto é importante lembrar que a desconexão do sistema industrial deve ser o ponto ótimo entre duas situações. A desconexão deve ocorrer em tempo rápido o suficiente para preservação do sistema elétrico ilhado, mas a desconexão também deve ser lenta o suficiente para evitar ilhamentos desnecessários quando da ocorrência de transitórios recuperáveis no sistema.

Na ocorrência do Caso 10 da Tabela 15 houve subfrequência no sistema interligado nacional. A ocorrência causou a interrupção de 23.368 MW, do total de 67.507 MW que estavam sendo atendidos no momento, sem contar a parcela atendida por micro e minigeração distribuída, representando aproximadamente 34,5% da carga total daquela hora. O evento provocou a separação elétrica das regiões Norte e Nordeste das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, com desligamento de linhas de transmissão entre essas regiões, afetando 25 estados e o Distrito Federal.

Observa-se na Figura 49 os perfis de tensão, corrente e frequência na entrada da refinaria durante o evento. A frequência atinge o valor mínimo de 57,7 Hz e o tempo de recuperação é visualizado na figura (a marcação entre as duas régua é de 14,5 segundos).

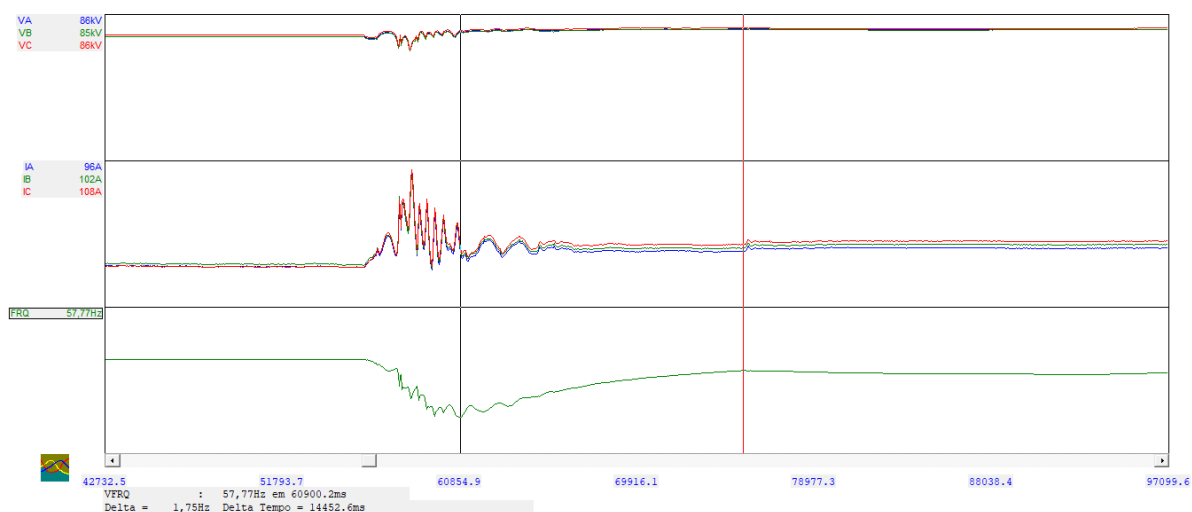


Figura 49 – Subfrequência no SIN para a ocorrência do Caso 9 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Na ocorrência do Caso 9 da Tabela 15 houve subfrequência no sistema interligado nacional. Nesta data ocorreu o desligamento do Polo 2 do Elo CC 800kV Xingu/Estreito, que estava transmitindo 1.983 MW, provocando sobrecarga no Elo CC 800 kV Xingu/Terminal Rio e desligamento de 6 unidades geradoras da UHE Belo Monte, aproximadamente 3.800

MW. A frequência do **SIN** atingiu o valor abaixo de 58,85Hz, e houve atuação de ERAC ao longo **SIN**.

Observa-se na Figura 50 os perfis de tensão, corrente e frequência na entrada da refinaria durante o evento. A frequência atinge o valor mínimo de 58,5 Hz e o tempo de recuperação é visualizado na figura (a marcação entre as duas régua é de 15,9 segundos).

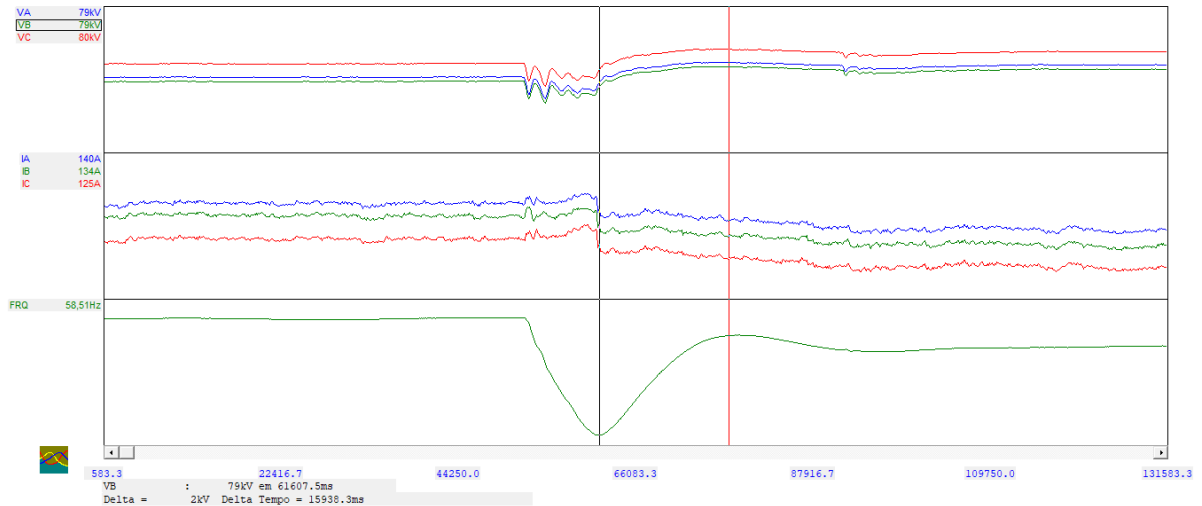


Figura 50 – Subfrequência no **SIN** para a ocorrência do Caso 10 da Tabela 15. Fonte: autoria própria.

Os casos apresentados nos mostram a estabilidade do sistema elétrico da Refinaria 1 durante os eventos no sistema interligado nacional. Neste sentido, os eventos auxiliam na definição dos cenários de estudo para a escolha das melhores condições para ilhamento. Portanto, é importante simular no **ANATEM** a ocorrência de eventos de subfrequência seguidos de ilhamento da refinaria.

## 5.8 Cenários para o estudo de ilhamento

Para realização do estudo de ilhamento deverão ser simuladas algumas perturbações no **ANATEM** para estimar o comportamento do sistema. Também será possível verificar os ajustes de ilhamento existentes e eventualmente sugerir alguma alteração. Os cenários de simulação serão baseados em perturbações reais de forma a permitir uma melhor compreensão do sistema em estudo.

A seguir são apresentados os cenários a serem simulados.

1. Caso 1: Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria.
2. Caso 2: Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas.

3. Caso 3: Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas.
4. Caso 4: Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas.
5. Caso 5: Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia.

A condição operativa pré-evento foi ajustada para uma situação de carregamento elevado na refinaria, de forma a resultar em cenários mais conservativos. Foi simulado um carregamento de 61 MW, frente a um carregamento normal que pode chegar a 54 MW. Foram ajustados 40 MW e 4 MW, no turbo gerador a gás e no turbo expansor, respectivamente, resultando numa importação de 17 MW na concessionária.

### 5.8.1 Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria. A aplicação de falta neste ponto representa, de forma conservativa, um curto-circuito em uma das duas linhas de transmissão que atendem a refinaria, em ponto próximo a sua barra de entrada. A falta foi simulada por 150 ms, de forma a representar a eliminação do defeito pela abertura da linha de transmissão em falta. O sistema elétrico da refinaria permaneceu estável, evidenciado a importância de se postergar o ilhamento o tempo suficiente para coordenar com o tempo de correção de eventos temporários na concessionária.

Observa-se nas Figuras 51, 52 e 53 que houve pouca variação na frequência do turbo gerador a gás. A potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica, também oscilou de forma estável. Os valores de corrente e tensão na fronteira com a concessionária ultrapassaram os valores de pick-up para ilhamento pela proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27), mas não resultaram na atuação da proteção. Neste caso, o disparo de ilhamento fica condicionado pela temporização. Se a falta não for eliminada pela proteção primária o ilhamento ocorrerá em 300 ms.

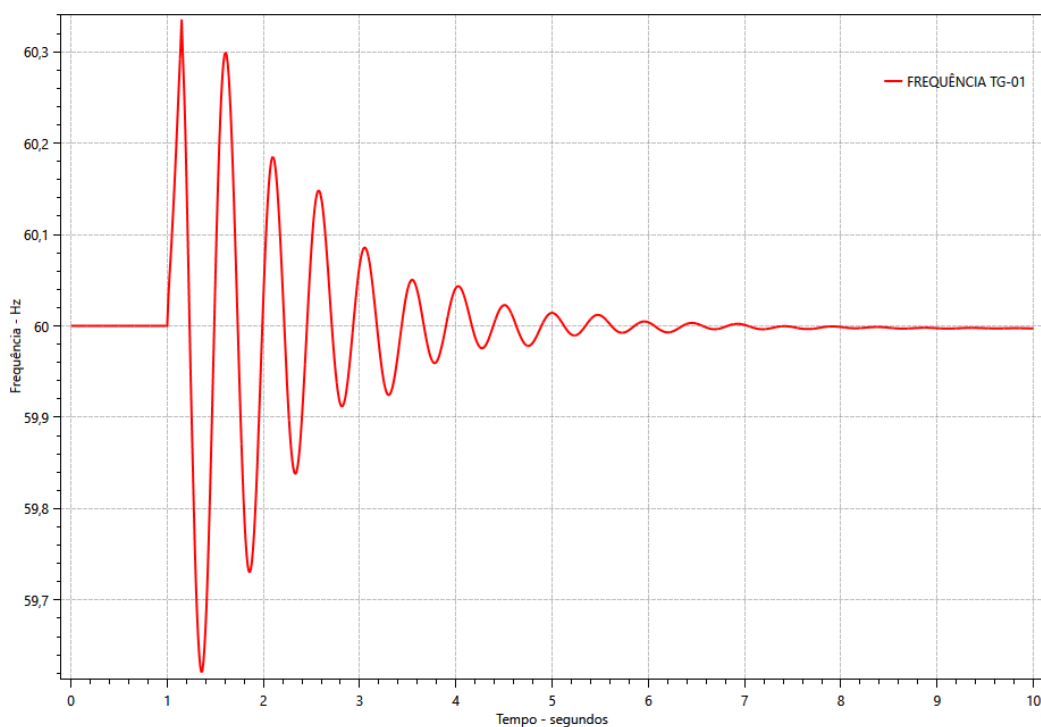


Figura 51 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

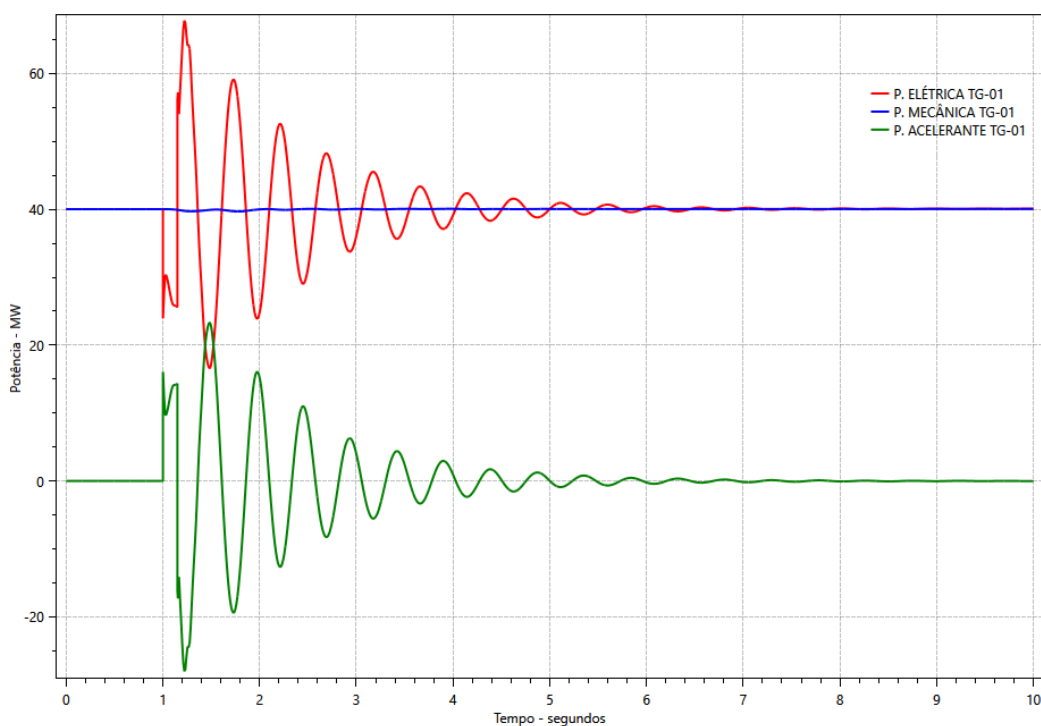


Figura 52 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

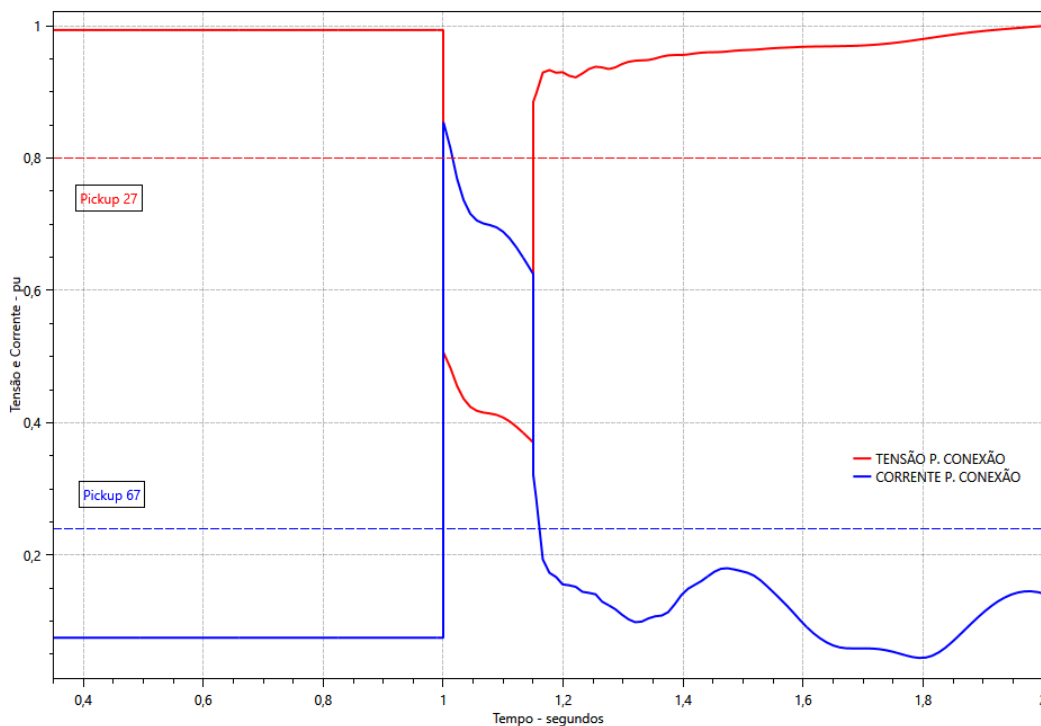


Figura 53 – Curto-circuito trifásico na barra de 138 kV da refinaria - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria.

### 5.8.2 Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico em um barra de 138 kV da concessionária. O curto-circuito foi mantido por 300 ms para simular o ilhamento da planta. Este cenário é compatível com os casos reais relatados onde faltas de até 900 ms foram observadas. De forma a se avaliar os resultados, não foi simulada a atuação do sistema de descarte de cargas.

Observa-se nas Figuras 54, 55 e 56 que os valores de corrente e tensão na fronteira com a concessionária ultrapassaram os valores de pick-up para ilhamento pela proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27). O disparo de ilhamento ocorre em 300 ms. Após o ilhamento a frequência do turbo gerador a gás sofre forte redução por conta do excesso de carga na ilha. A potência elétrica fica muito maior que a potência mecânica e a turbina desacelera.

Nesta simulação foi ajustado, no regulador de velocidade da turbina, o limitador de potência mecânica. A turbina foi impedida de aumentar sua geração de forma a representar alguma limitação física, seja por controle de temperatura, limitação de gás natural ou outro batente de controle.

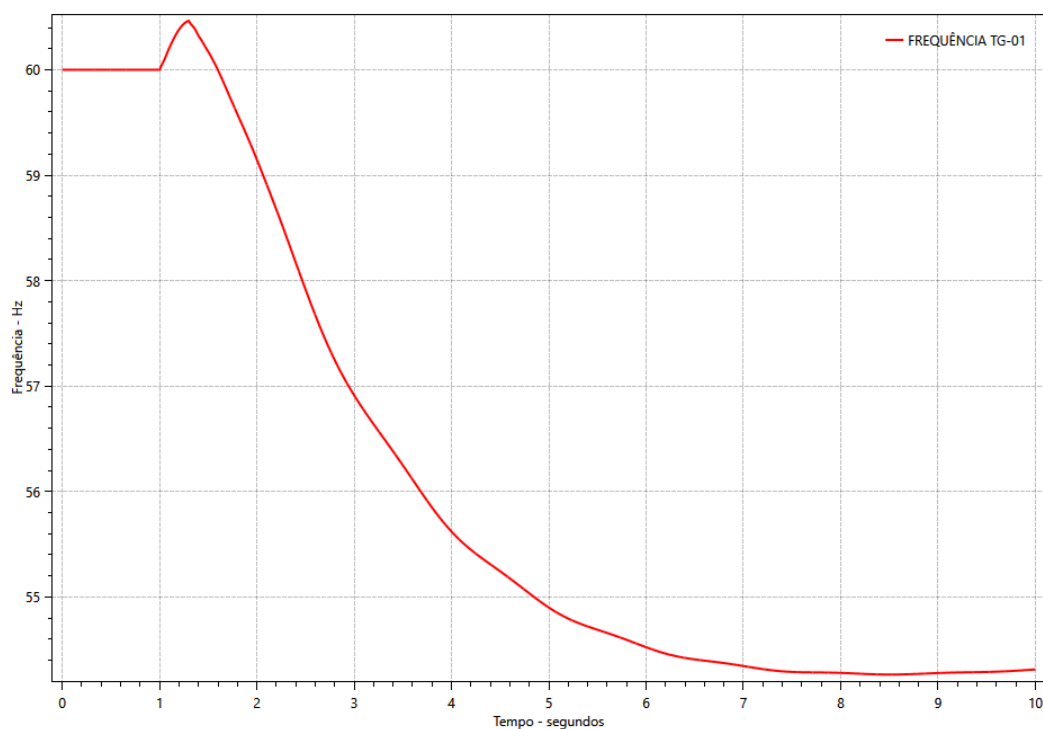


Figura 54 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

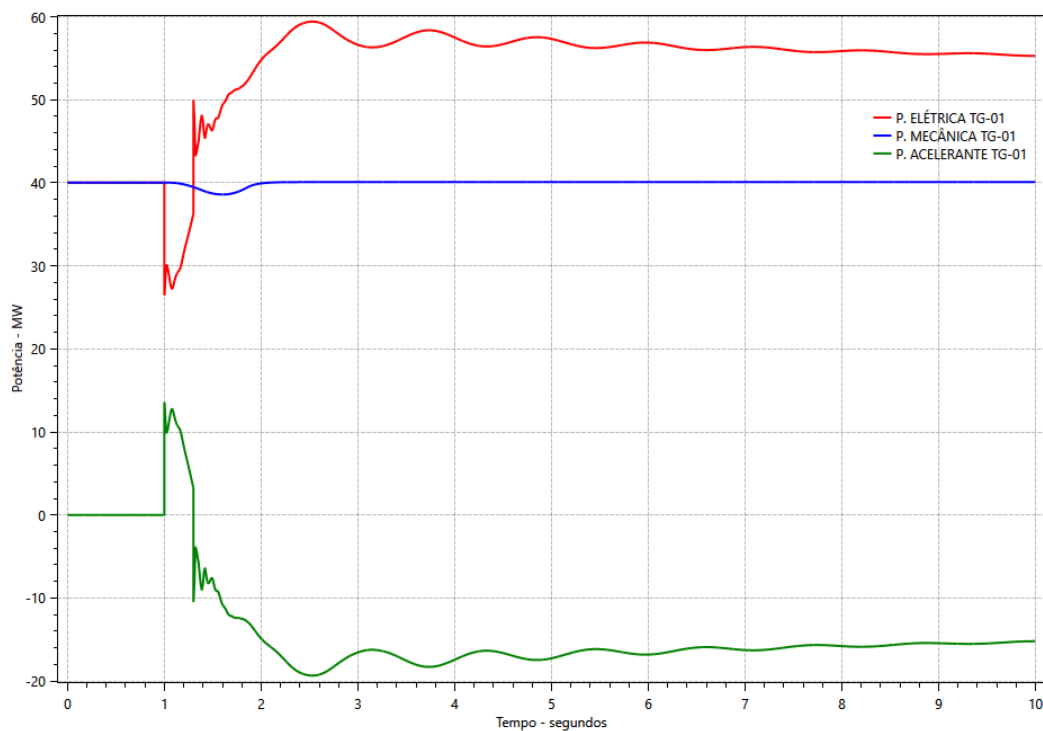


Figura 55 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

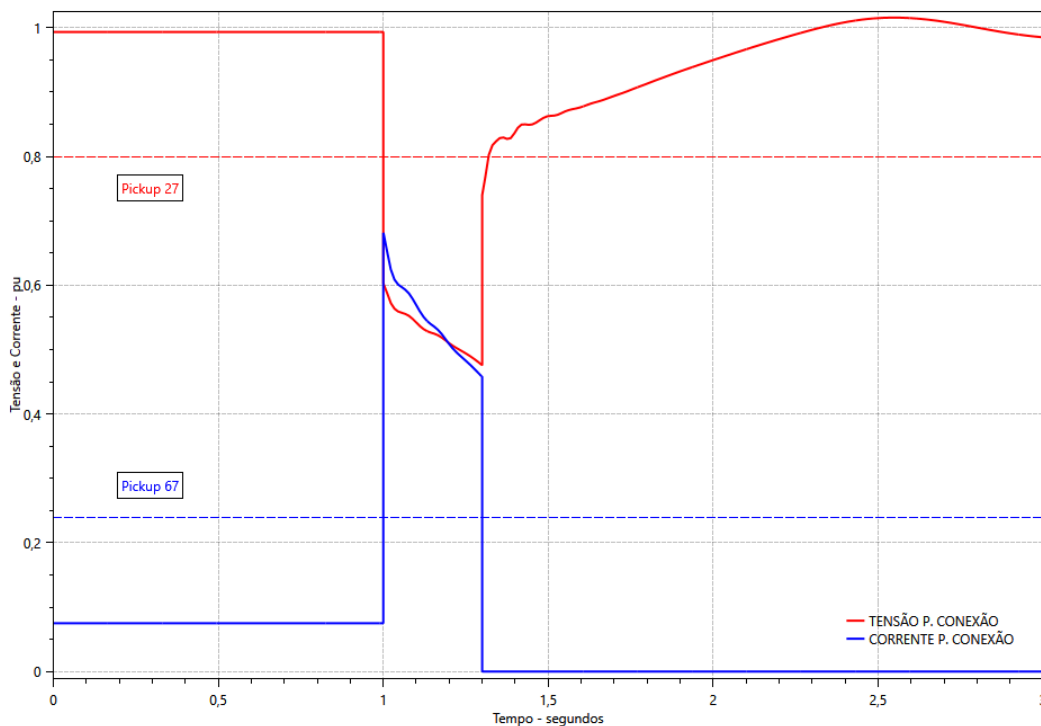


Figura 56 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento sem descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria.

### 5.8.3 Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico em um barra de 138 kV da concessionária. O curto-circuito foi mantido por 300 ms para simular o ilhamento da planta. Desta vez foi simulada a atuação do sistema de descarte de cargas com o comando MDLP do ANATEM para modificação módulo da carga ativa.

Observa-se nas Figuras 57, 58 e 59 que os valores de corrente e tensão na fronteira com a concessionária ultrapassaram os valores de pick-up para ilhamento pela proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27). O disparo de ilhamento ocorre em 300 ms. Após o ilhamento a frequência do turbo gerador a gás começa a cair por conta do excesso de carga na ilha. Porém, rapidamente o equilíbrio é alcançado, pois após 200 ms ocorre o descarte automático das cargas elétricas. A potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica, oscila de forma estável.

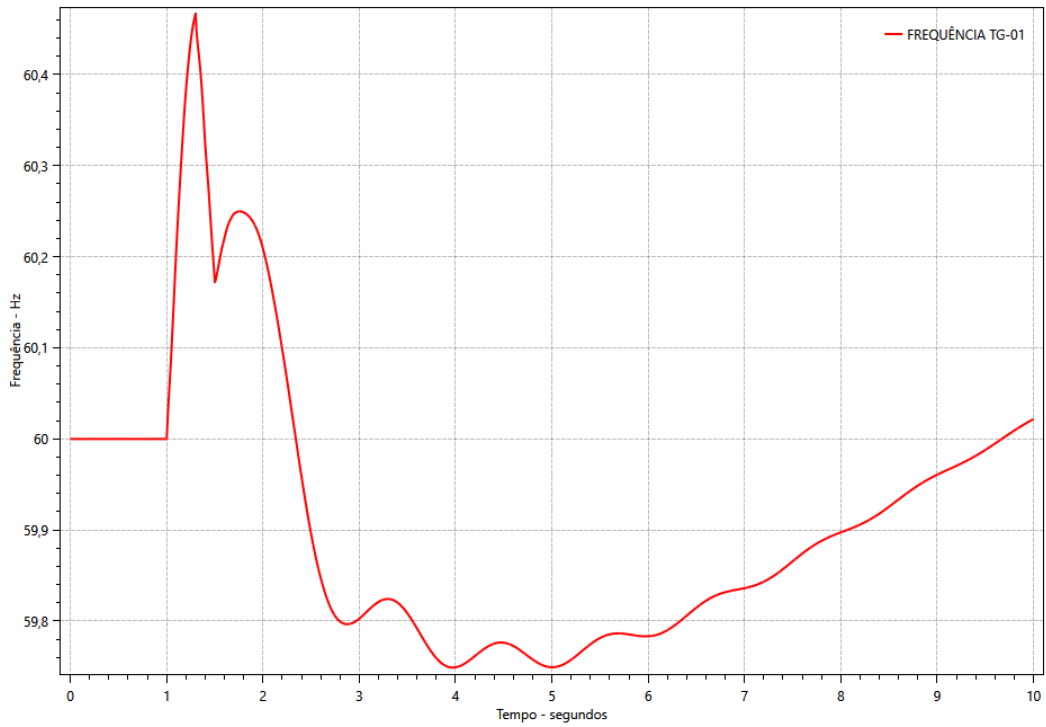


Figura 57 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

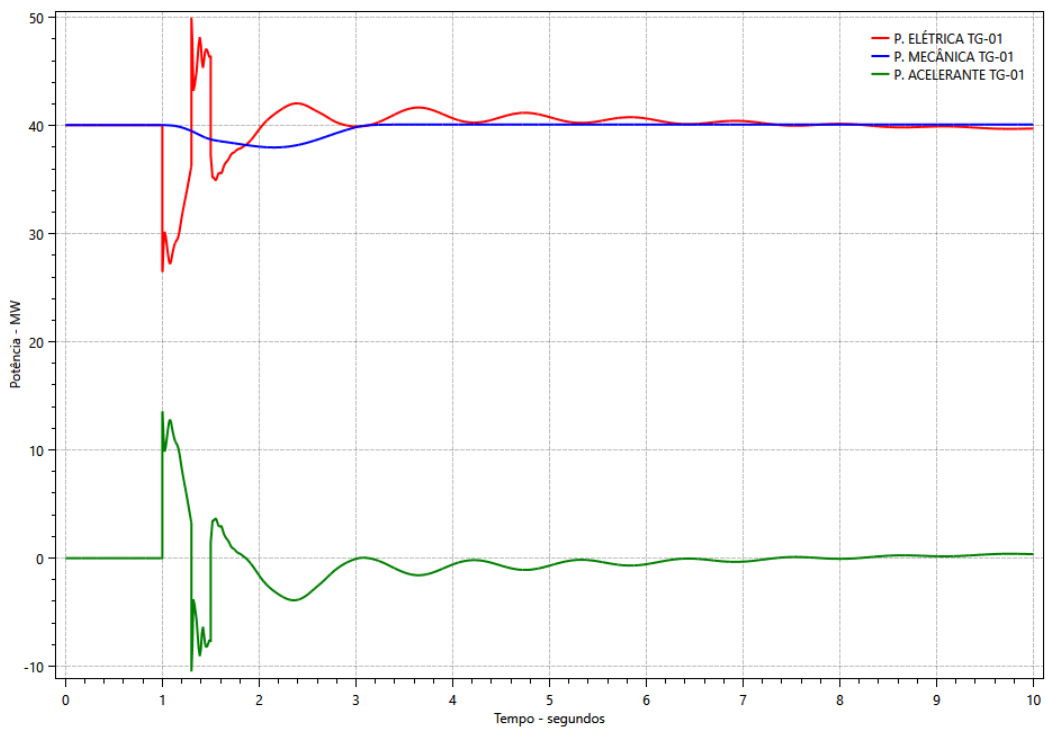


Figura 58 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

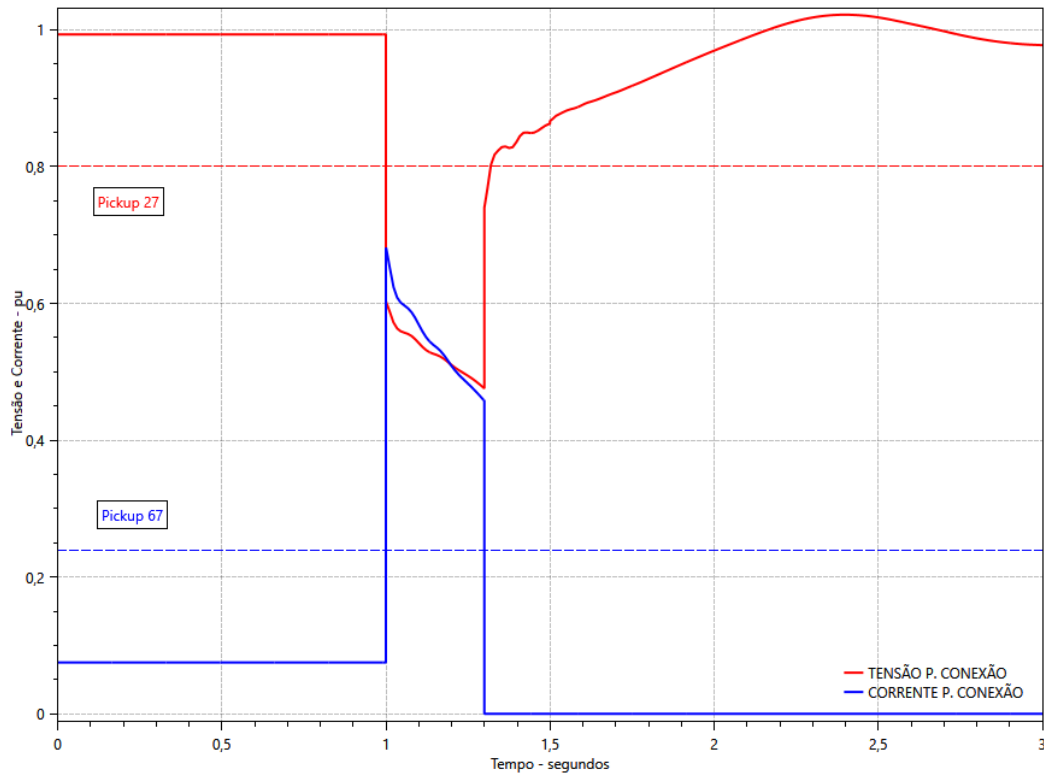


Figura 59 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria.

#### 5.8.4 Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas

Foi simulada a aplicação de curto-circuito monofásico em um barra de 138 kV da concessionária. O curto-circuito foi mantido por 300 ms para simular o ilhamento da planta. Foi simulada a atuação do sistema de descarte de cargas.

Observa-se nas Figuras 60, 61 e 62 que a tensão interna do sistema da refinaria sofre pouca variação. Diante disso a função direcional com restrição de tensão não terá sensibilidade para disparo de ilhamento. Como o sistema permanece estável para esta falta, ele deverá aguardar a atuação de outras proteções responsáveis pelo desligamento da falta, como por exemplo a função 59N. Após o ilhamento a frequência do turbo gerador a gás começa a cair por conta do excesso de carga na ilha. Porém, rapidamente o equilíbrio é alcançado, pois após 200 ms ocorre o descarte automático das cargas elétricas. A potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica, oscila de forma estável.

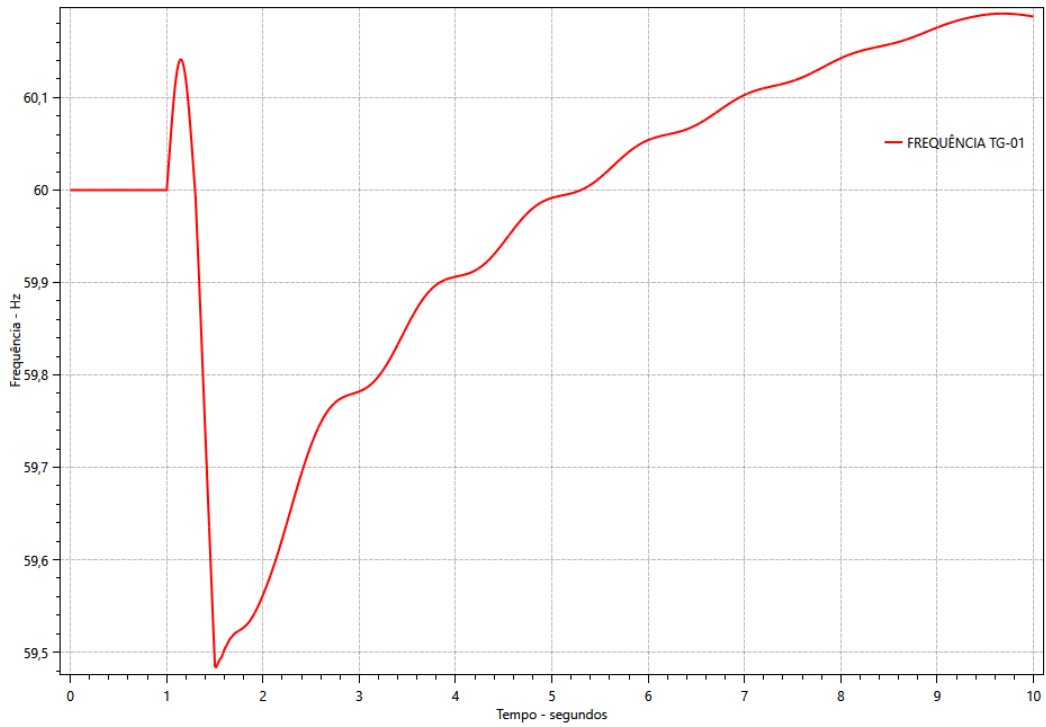


Figura 60 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

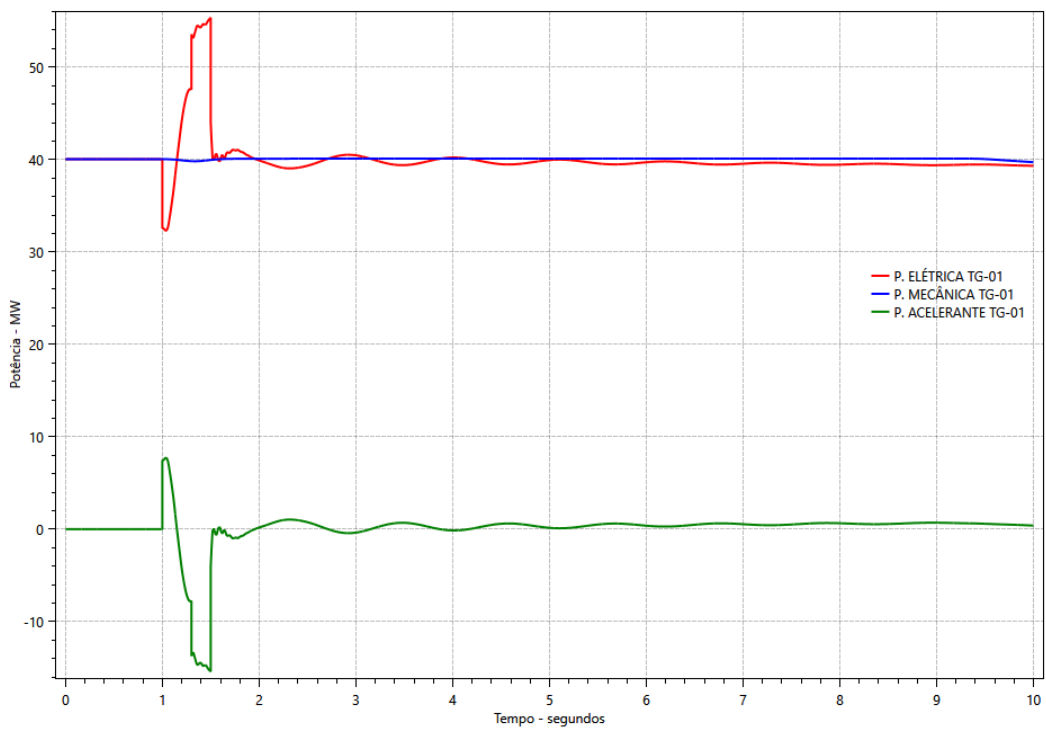


Figura 61 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

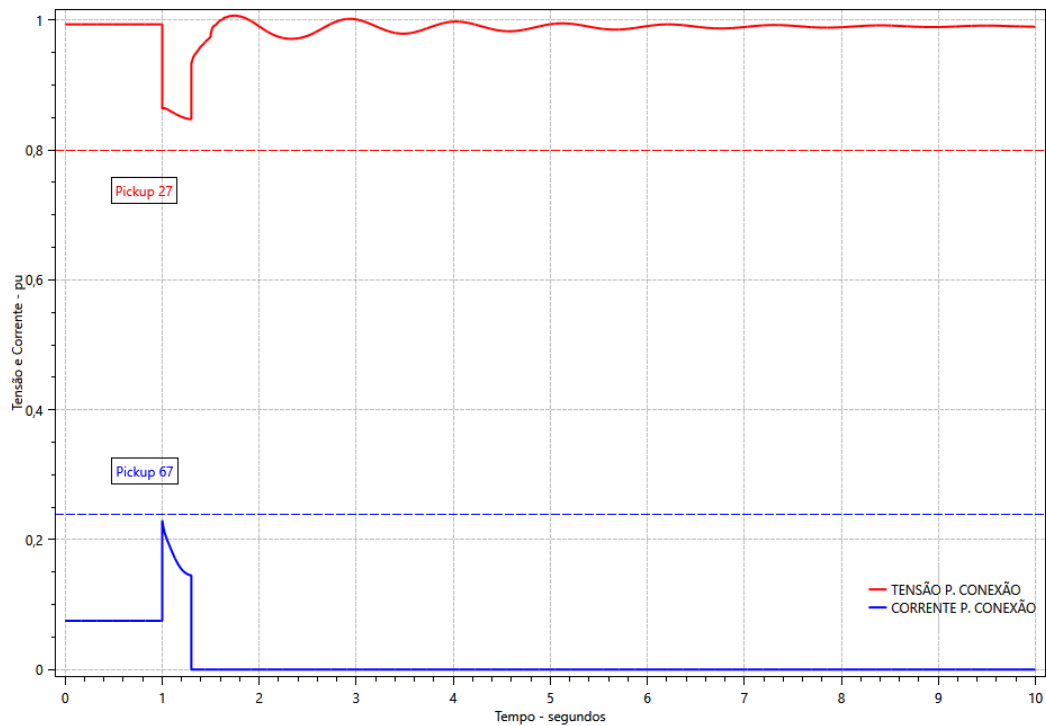


Figura 62 – Curto-circuito monofásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria.

### 5.8.5 Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia

Foi simulada uma contingência no SIN através da abertura das linhas de transmissão da refinaria, que foi configurada com uma carga fictícia adicional de 60 MW na barra de 138 kV. Quando a frequência atinge o pick-up de ilhamento por subfrequência, o ilhamento da refinaria é simulado através do desligamento da carga fictícia.

Observa-se nas Figuras 63, 64 e 65 boa estabilidade do sistema elétrico da refinaria. Após o ilhamento a frequência do turbo gerador a gás começa a se recuperar com o auxílio do descarte automático das cargas elétricas. A potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica, oscila de forma estável.

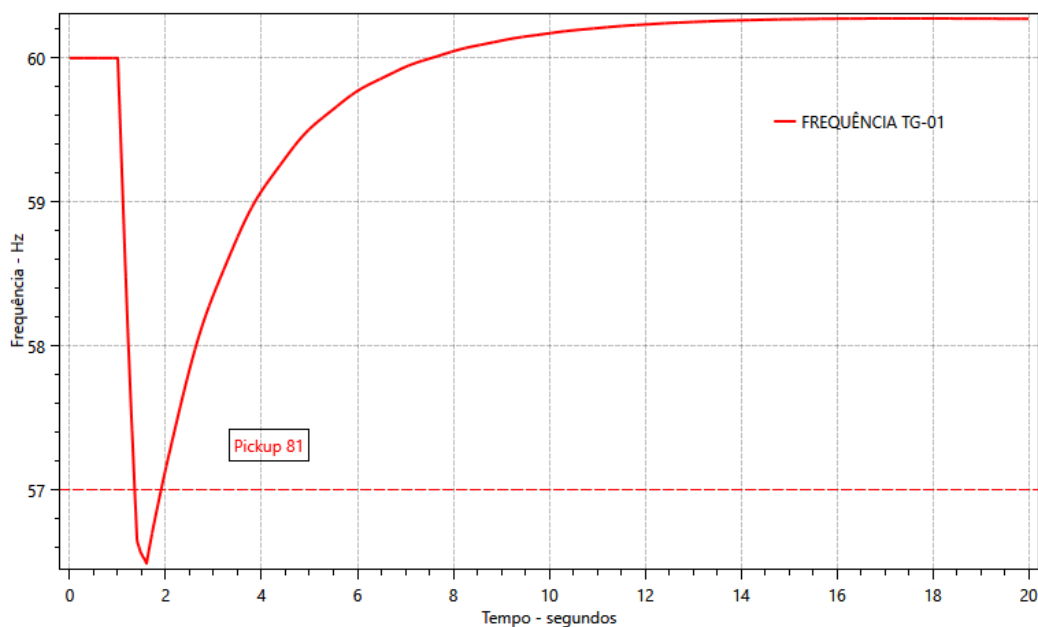


Figura 63 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

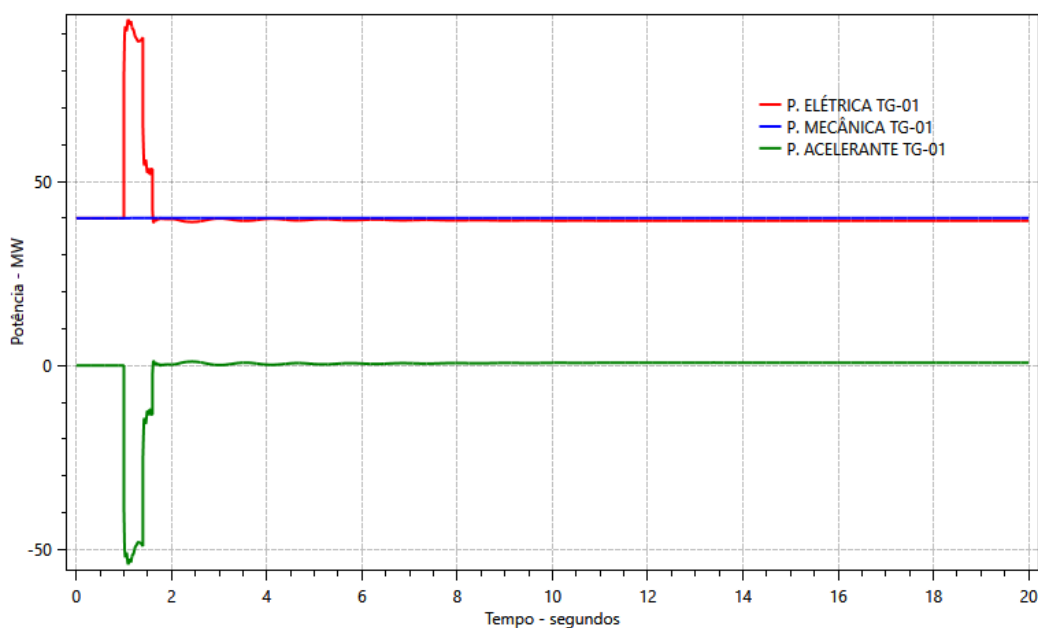


Figura 64 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

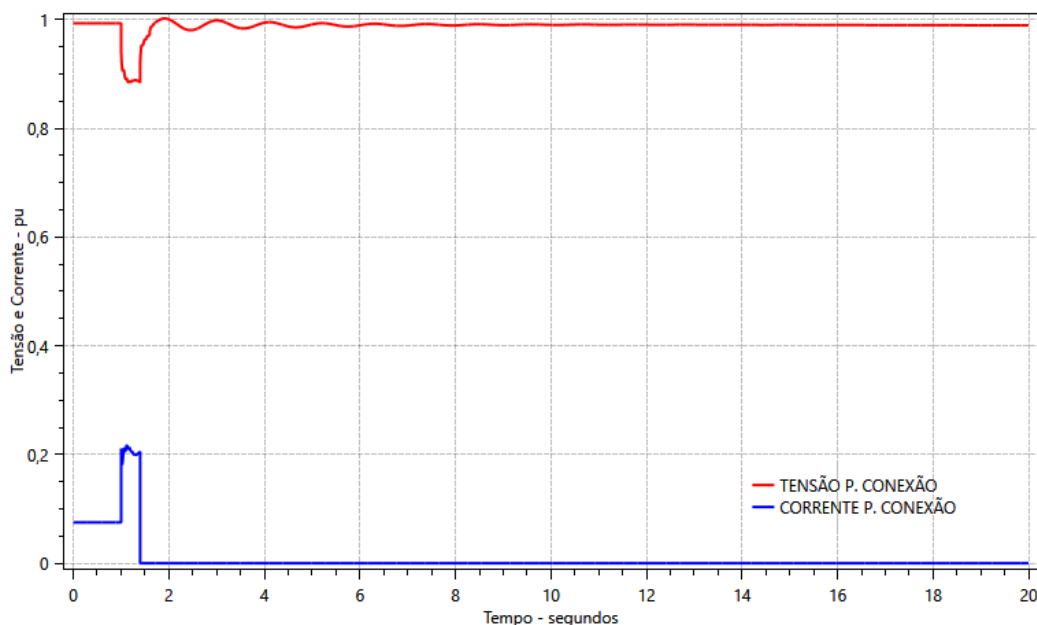


Figura 65 – Sub-frequência no SIN simulado por ilhamento com carga fictícia - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Fonte: autoria própria.

## 5.9 Considerações finais

Este capítulo apresentou um estudo de caso de uma refinaria real.

Na primeira parte foram apresentados os estudos de transitórios eletromecânicos que balizaram o ajuste da proteção de ilhamento da Refinaria 1.

Na segunda parte foram apresentados os modelos utilizados na representação dos geradores síncronos, dos sistemas de excitação, dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras.

Na terceira parte do capítulo foram apresentados testes reais no turbo gerador a gás da refinaria e perturbações reais no sistema elétrico em estudo para auxiliar na validação dos modelos utilizados.

Para finalizar o capítulo foram apresentados cenários específicos simulados no ANATEM para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações e verificar os ajustes de ilhamento implementados na refinaria.

No próximo capítulo serão apresentadas oportunidades de melhoria para o sistema elétrico da Refinaria 1, principalmente com a indicação da necessidade de implantação de um *backup* de subfrequência para o sistema de rejeição de cargas.

# 6 Estudo de Caso – Oportunidades de melhoria na Refinaria 1

## 6.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar oportunidades de melhoria para o sistema elétrico avaliado no estudo de caso.

Na primeira parte são apresentadas as oportunidades de melhoria para o sistema de descarte de cargas.

Na segunda parte são apresentadas as oportunidades de melhoria para o sistema de ilhamento.

## 6.2 Sistema de Descarte de Cargas

A simulação realizada no capítulo anterior, seção 5.8.2, mostrou o comportamento do sistema após o ilhamento sem a atuação do sistema de descarte de cargas. Ficou evidenciado na Figura 54 que o sistema atinge níveis de frequência muito baixos.

Na seção 5.5.1, de perturbações reais que resultaram em ilhamento bem sucedido, foi relatada a ocorrência do Caso 5 da Tabela 15. Devido a uma falha no sistema de controle do turbo expensor, houve diminuição da sua potência gerada após o evento de ilhamento. Tal situação levou a uma redução da frequência na refinaria, conforme apresentado na Figura 45.

Com o objetivo de reforçar a importância de um *backup* para o sistema de descarte de cargas foram feitas simulações no ANATEM. A seguir são apresentados os cenários simulados.

1. Caso 1: Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema não tem *backup*.
2. Caso 2: Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema tem *backup*.

### 6.2.1 Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema não tem *backup*

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico em um barra de 138 kV da concessionária. O curto-circuito foi mantido por 300 ms para simular o ilhamento da planta. Foi simulada a atuação do sistema de descarte de cargas. Também foi simulada a falha no descarte de 3 MW de cargas. O montante não descartado pode representar a falha de abertura de um alimentador selecionado para descarte ou, de forma equivalente, a redução na potência das fontes, como ocorrido na falha do sistema de controle do turbo expansor.

Observa-se nas Figuras 66 e 67 que após o ilhamento a frequência do turbo gerador a gás sofre redução por conta do excesso de carga na ilha. A potência elétrica fica maior que a potência mecânica e a turbina desacelera deixando o sistema operando em subfrequência. Na Figura 66 é apresentado o ajuste para um *backup* de subfrequência que será aplicado no próximo caso simulado.

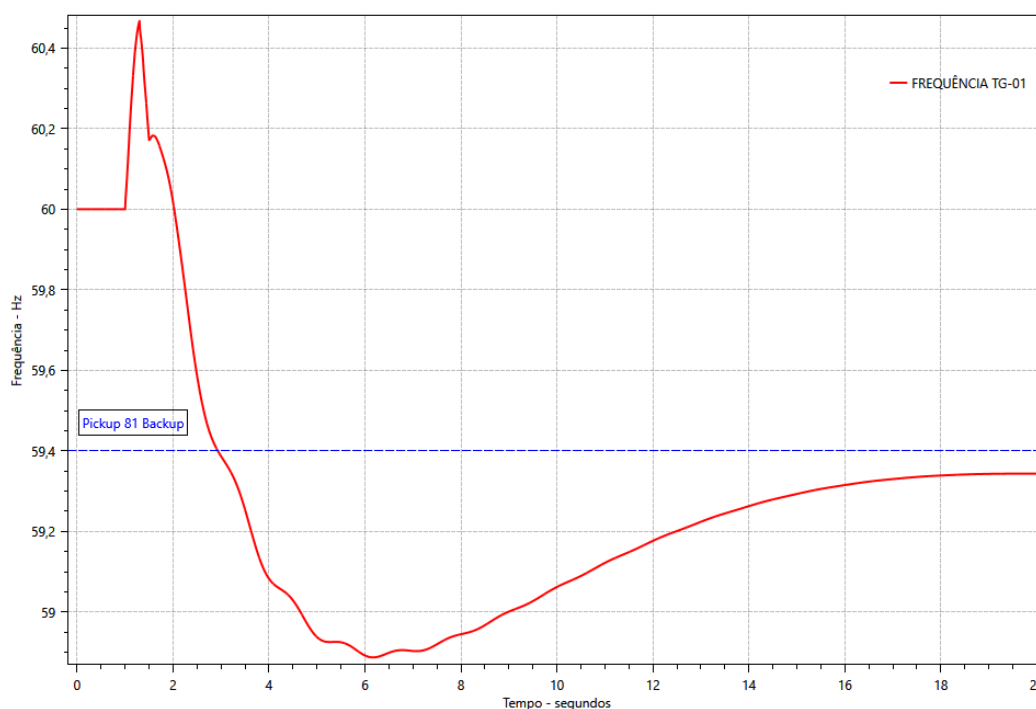


Figura 66 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Falha no descarte - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

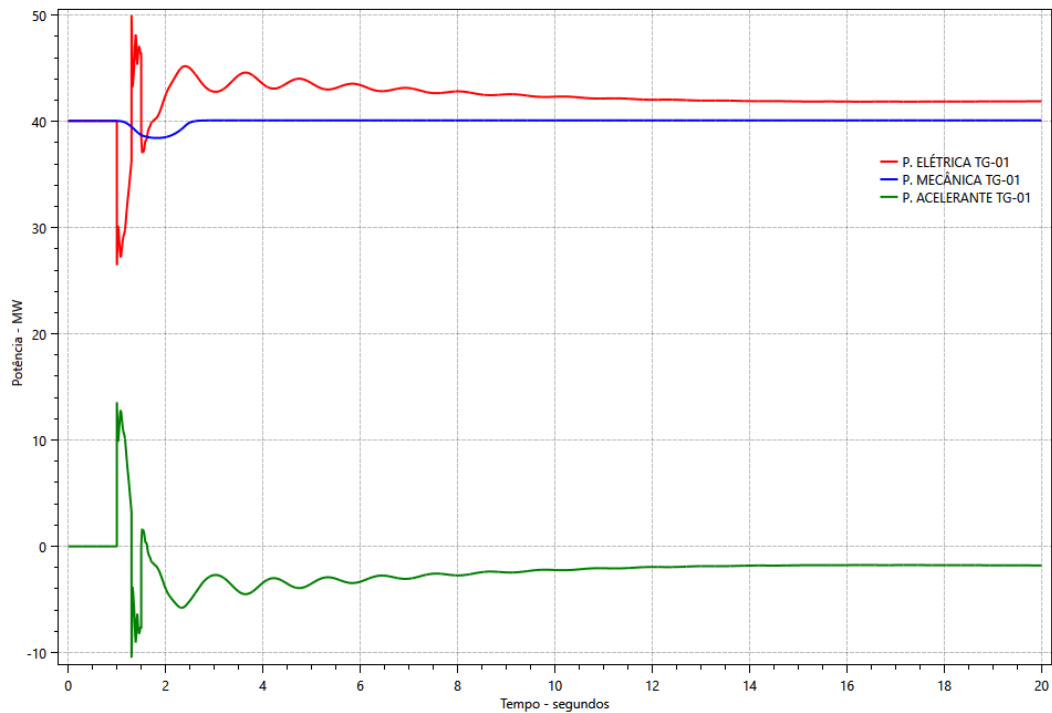


Figura 67 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Falha no descarte - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

### 6.2.2 Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas. Ocorre falha no descarte de um alimentador e o sistema tem *backup*

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico em um barra de 138 kV da concessionária. O curto-circuito foi mantido por 300 ms para simular o ilhamento da planta. Foi simulada a atuação do sistema de descarte de cargas. Também foi simulada a falha no descarte de 3 MW de cargas. Foi simulada a atuação de um sistema de *backup* de subfrequência para corrigir o desequilíbrio entre geração e carga. Foi definido um ajuste de 59,4 Hz com temporização de 2 segundos com base na subfrequência observada na simulação do Caso 1. Para não ocorrer descoordenação com eventos de subfrequência oriundos do sistema elétrico da concessionária, esse ajuste deve ser intertravado com a identificação de modo ilhado.

Observa-se nas Figuras 68 e 69 o resultado da atuação do *backup*. A frequência do turbo gerador a gás se recupera e a potência elétrica se equilibra com a potência mecânica.

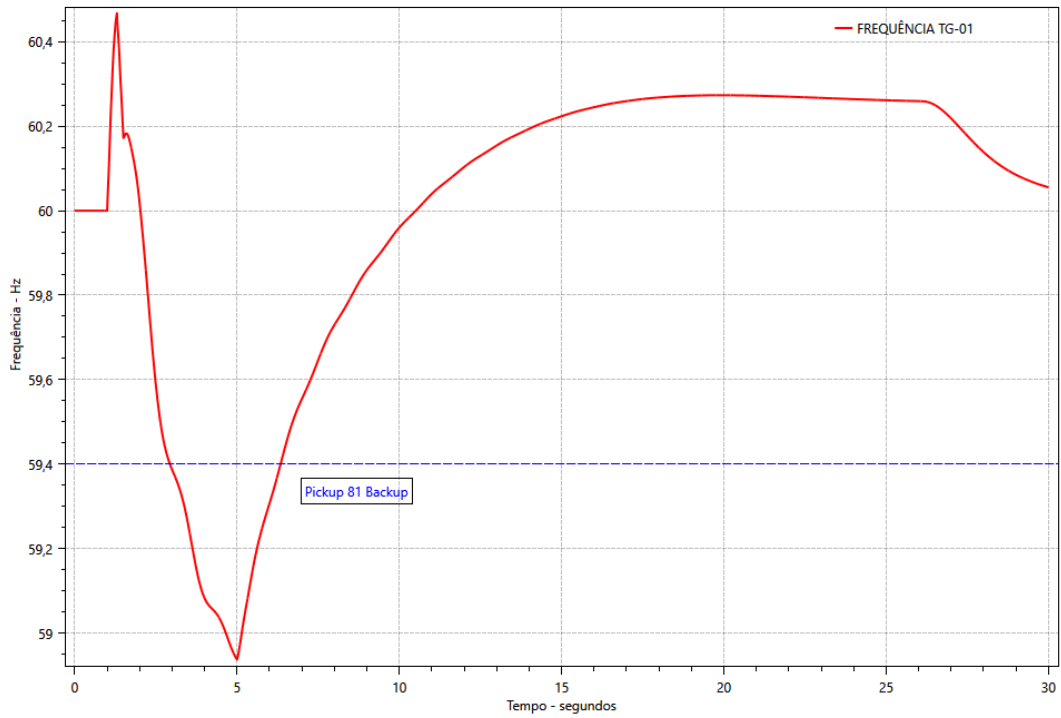


Figura 68 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Backup Subfrequência - Frequência do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

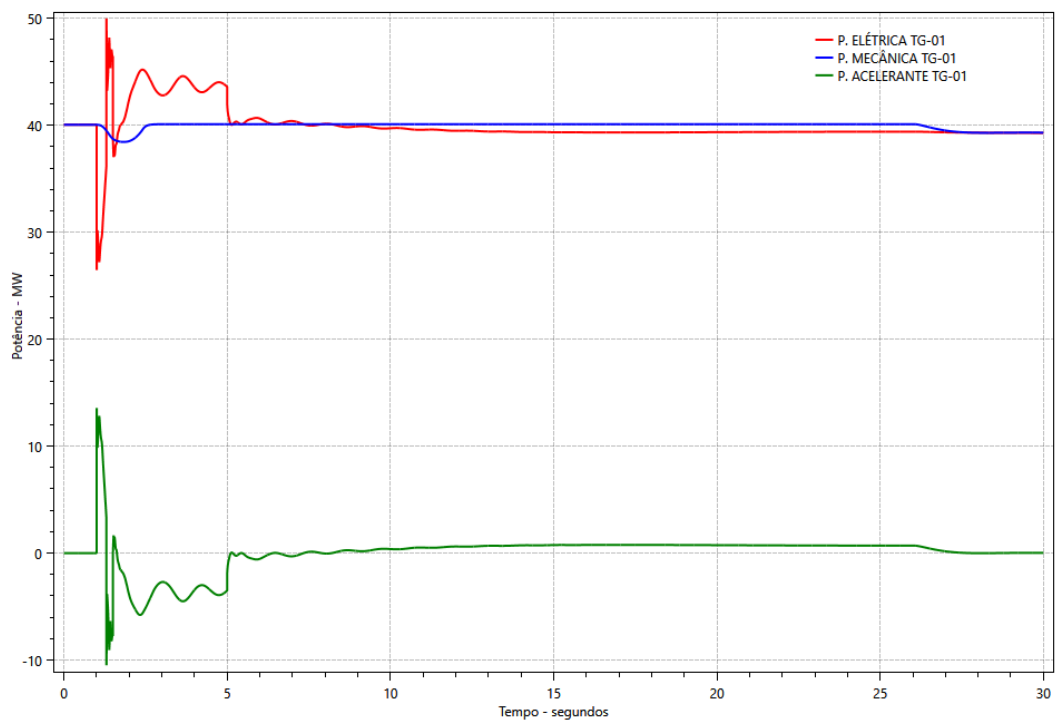


Figura 69 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Backup Subfrequência - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Fonte: autoria própria.

### 6.2.3 Recomendação

Diante das observações, seria recomendado estudar a implementação de sistema de descarte de cargas elétricas por subfrequência. A implementação deste sistema, na forma de retaguarda para o sistema existente, elevará a confiabilidade do sistema elétrico industrial para o cenário de falha do sistema de descarte de cargas existente.

## 6.3 Sistema de Ilhamento

O módulo 8.0 do **PRODIST**, trás informações sobre qualidade da energia elétrica (**ANEEL, 2020**). Para a qualidade do produto, este módulo define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

Especificamente para os casos estudados, observa-se que as perturbações no sistema da concessionária foram eventos de curta duração, como a ocorrência do Caso 7 da Tabela 15, que teve 901 ms.

De acordo com o módulo 8.0 do **PRODIST**, **VTCD** (*Variações de Tensão de Curta Duração*) são desvios na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos que interferem na qualidade do produto. Os indicadores de **VTCD** são amplitude, duração, frequência de ocorrência de eventos e fator de impacto. A depender da amplitude e da duração, cada evento é vinculado a uma determinada região de sensibilidade, que representa seu grau de importância para as cargas conectadas aos sistemas de distribuição, ou seja, as regiões de sensibilidade indicam quais tipos de eventos podem interferir em maior ou menor grau na operação das plantas produtivas dos clientes. As regiões de sensibilidade e seus fatores de ponderação são apresentados na Figura 70.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D					
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E						
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10	REGIÃO E						

Figura 70 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas. Fonte: ANEEL (2020).

Na Tabela 17 são rerepresentadas as funções de ilhamento configuradas para a Refinaria 1 (Refinaria 1, 2023a), quando da ocorrência de curto circuitos no sistema da concessionária. Observa-se que quando o afundamento de tensão é inferior a 80%, ocorre o ilhamento com 300 ms. Essa característica leva a ilhamentos para eventos de VTCD contidos nas regiões D, E (parcial), G e F da Figura 70.

As próximas simulações tem como objetivo identificar se o ilhamento pode ser postergado nessas regiões de VTCD para evitar a desconexão da unidade industrial. O requisito para isso é verificar se a unidade mantém estabilidade angular com a maior exposição a falta.

Tabela 17 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Sensibilidade para curto-circuito

FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO		
Código ANSI	Ajuste	Temporização
67 & 27	1000 A & 80%	0,30 s
67 & 27	1000 A & 90%	1,00 s

Foi simulada a aplicação de curto-circuito trifásico na barra da refinaria, seguido de ilhamento do sistema elétrico, com descarte de cargas. Foi utilizado o comando APCC do ANATEM para aplicação da falta. Com o comando, é possível definir a tensão na barra em falta. O ANATEM calcula a impedância de falta necessária para levar ao afundamento de tensão desejado, sendo que o valor de afundamento obtido sofre pequenas variações devido às injeções de corrente representadas por fora da matriz de admitância de barra (CEPEL, 2025). A seguir são apresentados os cenários a serem simulados.

1. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms parailhamento.
2. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms parailhamento.
3. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms parailhamento.
4. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s parailhamento.
5. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s parailhamento.

### 6.3.1 Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms parailhamento

Observa-se nas Figuras 71, 72, 73 e 74 que após o ilhamento, a potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e potência elétrica, oscila de forma estável. Este cenário indica que um falta com impedância que resulte em afundamento de tensão de 80% pode ser suportada sem desconexão com a concessionária. Importante observar que o valor de corrente na fronteira com a concessionária cai abaixo do pickup para ilhamento pela proteção de subtensão intertravada com a proteção direcional de corrente (67+27). Desta forma, para estender o tempo de permanência, a função 67 precisa ser reajustada.

Neste ponto, é preciso verificar se o sistema permanece estável se a tensão cai mais. Isto deve ser verificado no próximo cenário.

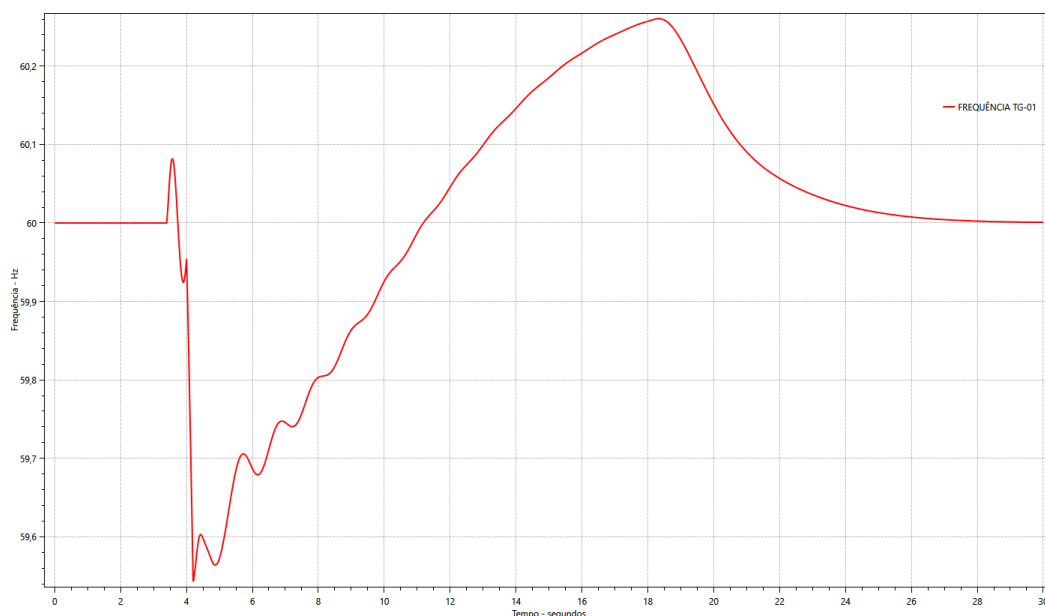


Figura 71 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

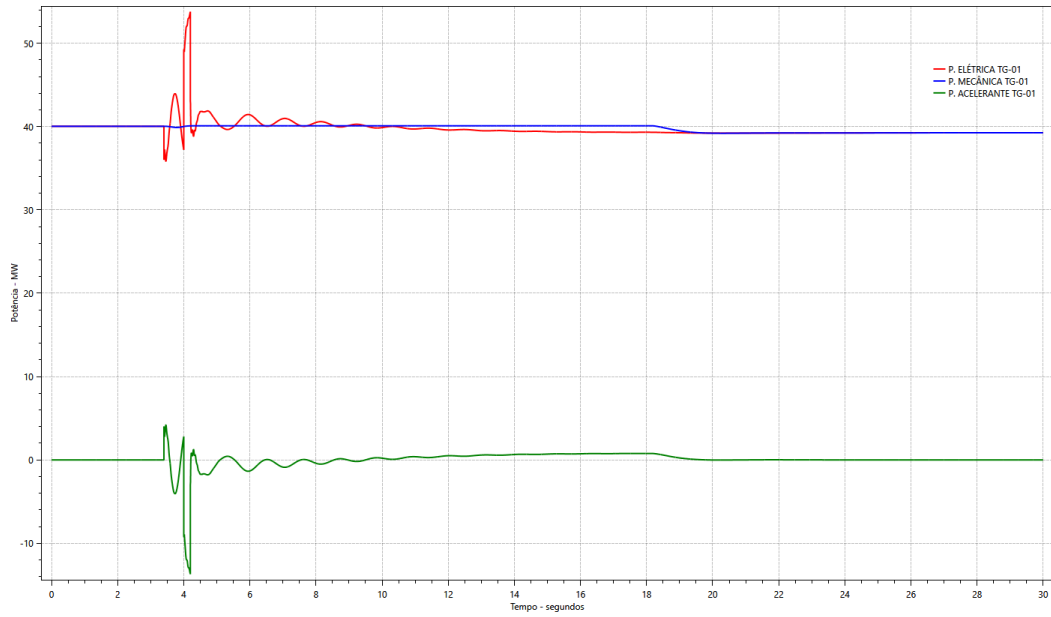


Figura 72 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

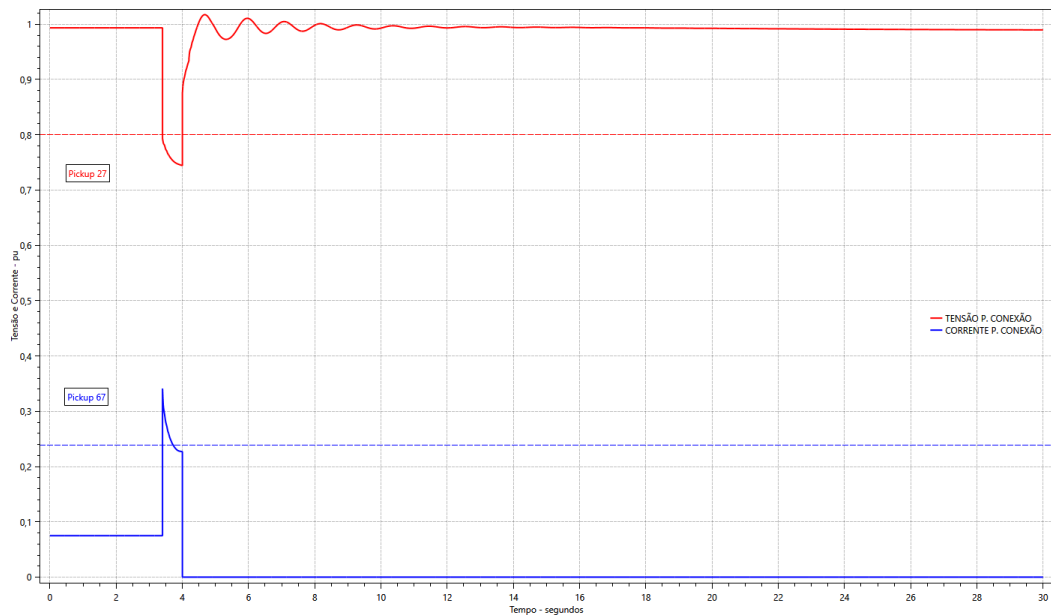


Figura 73 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

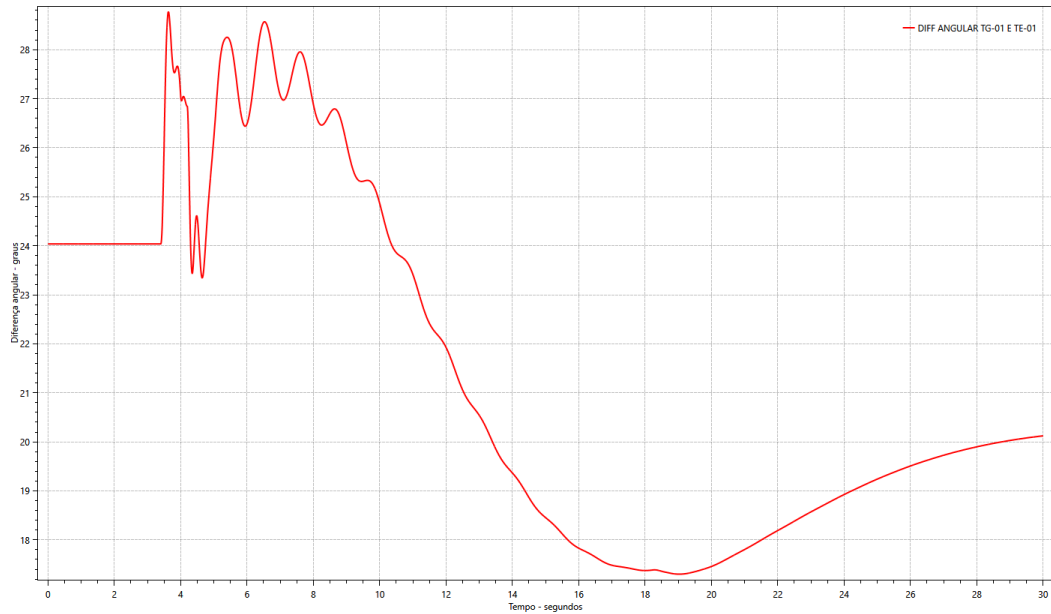


Figura 74 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

### 6.3.2 Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento

Observa-se nas Figuras 75, 76, 77 e 78 que após o ilhamento, a potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e potência elétrica, oscila de forma instável. Este cenário indica que uma falta com impedância que resulte em afundamento de tensão de 70% não pode ser suportada. Na Figura 78 observa a diferença angular entre as duas unidades geradoras se distanciando, caracterizando perda de estabilidade.

Neste ponto, é preciso verificar se o sistema pode ser recuperado com uma diminuição do tempo para ilhamento. Isto deve ser verificado no próximo cenário.

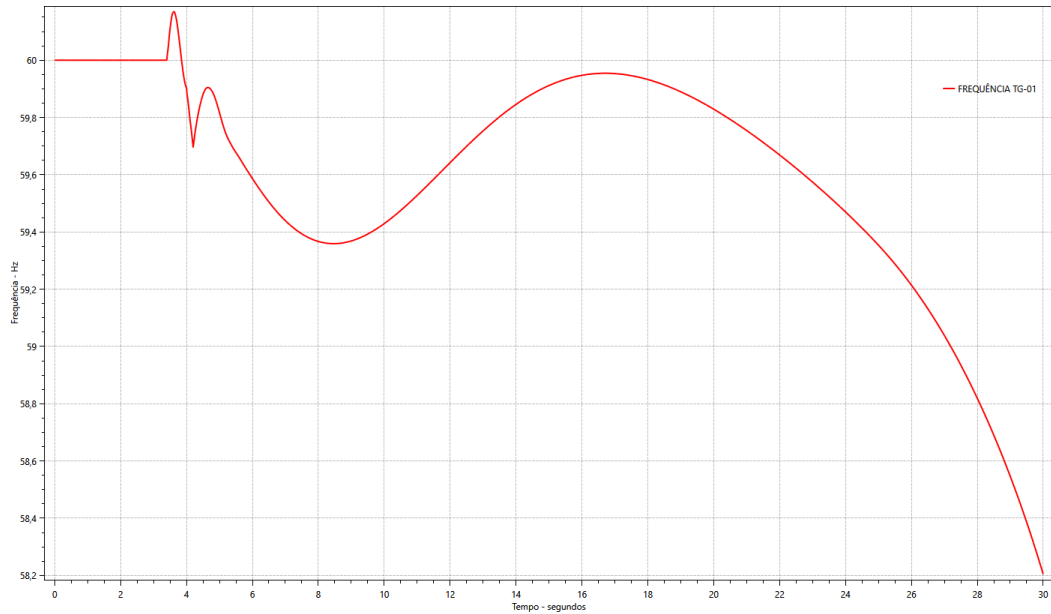


Figura 75 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

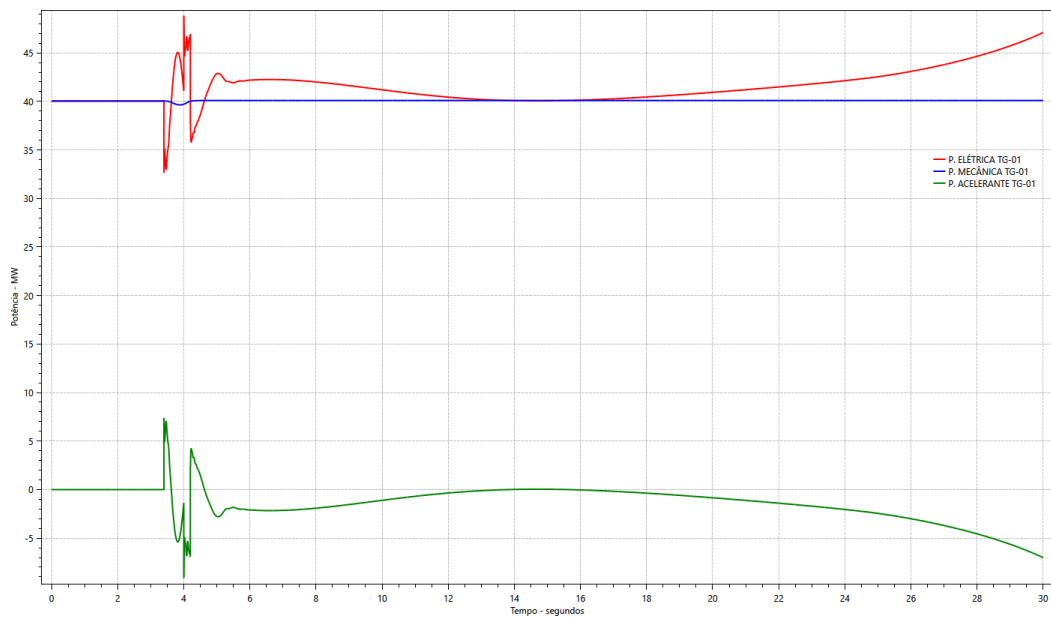


Figura 76 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

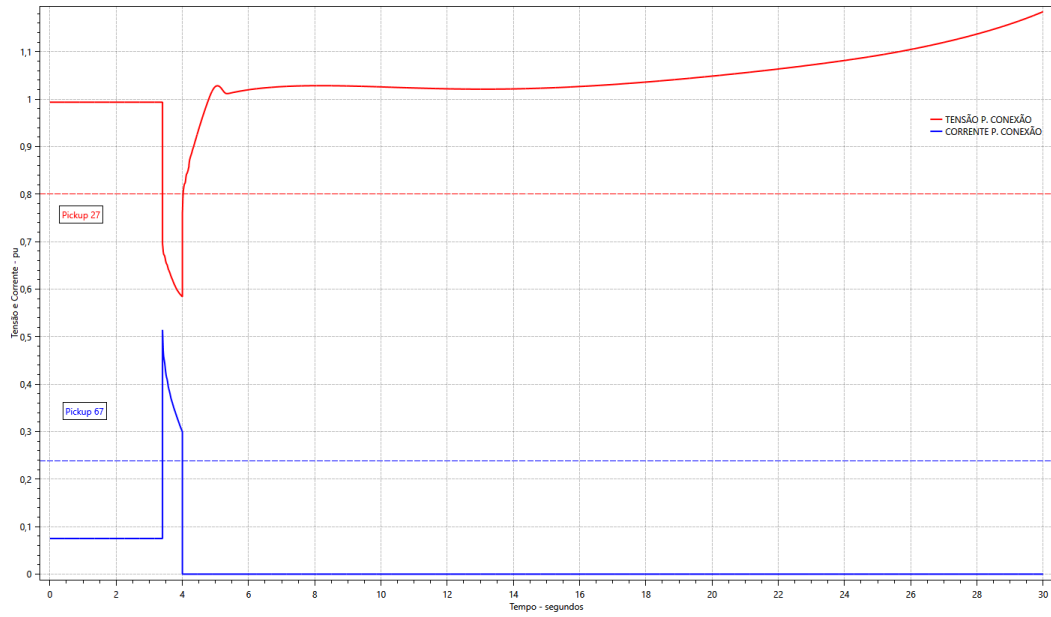


Figura 77 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

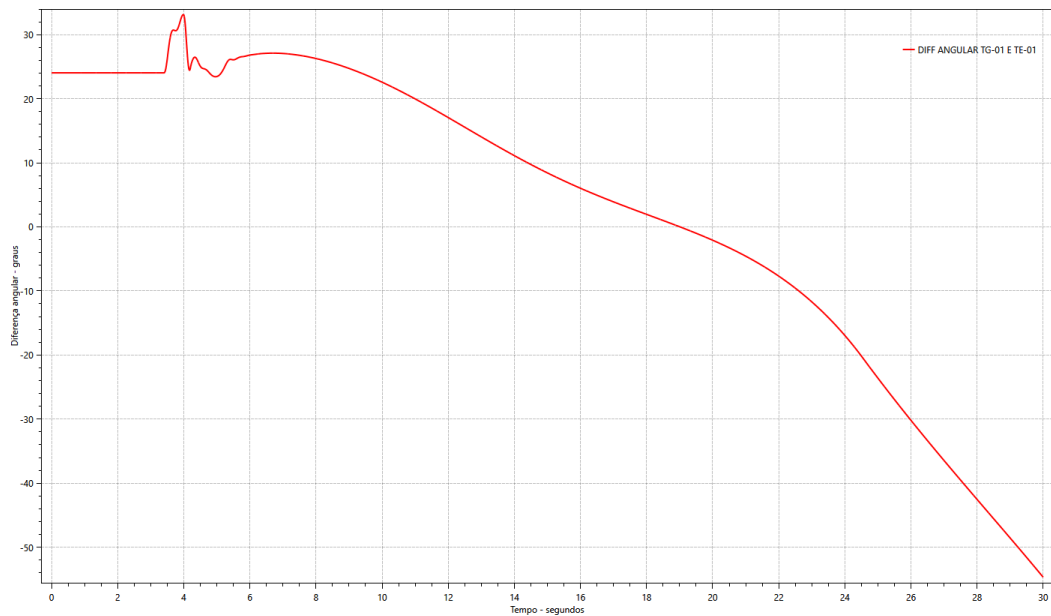


Figura 78 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

### 6.3.3 Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento

Observa-se nas Figuras 79, 80, 81 e 82 que após o ilhamento, a potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e potência elétrica, oscila de forma estável. Este cenário indica que um falta com impedância que resulte em afundamento de tensão de 70% pode ser suportada sem desconexão com a concessionária.

Neste ponto, é preciso verificar o outro elemento ajustado para afundamento de 90%. Isto deve ser verificado no próximo cenário.

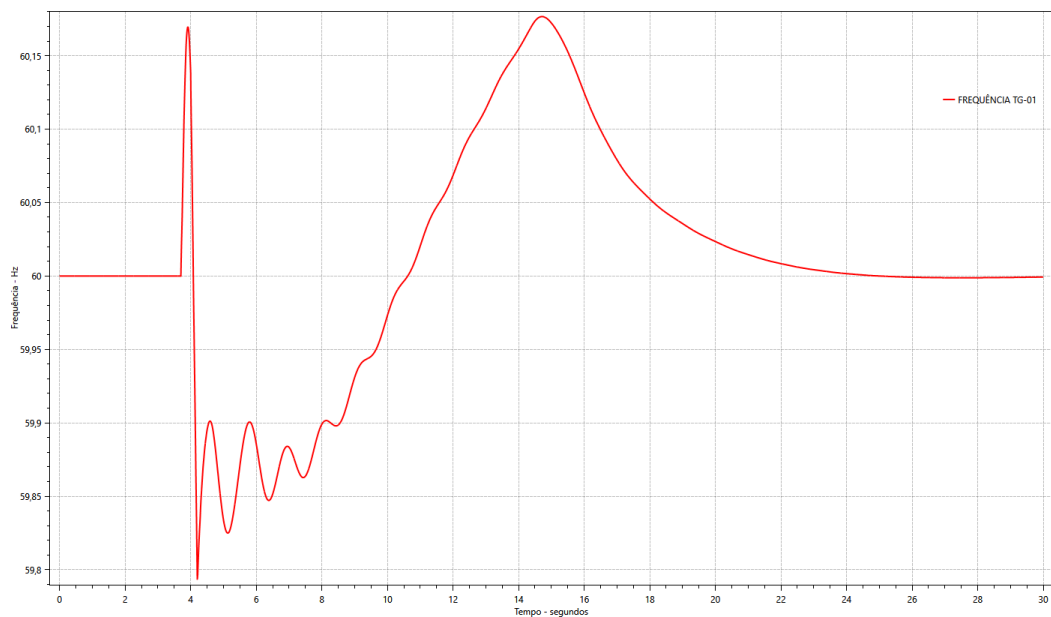


Figura 79 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

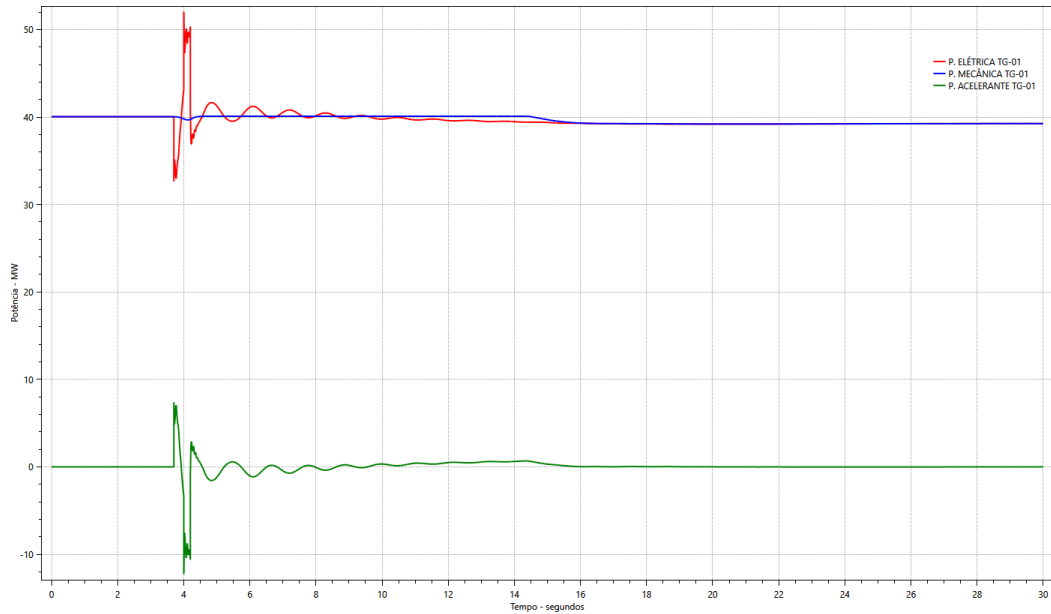


Figura 80 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

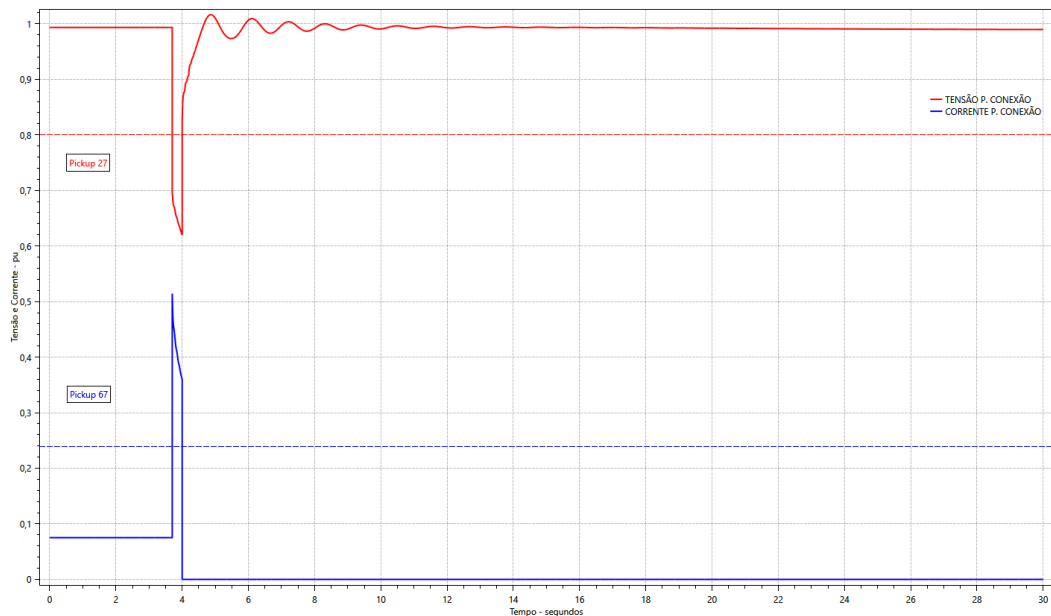


Figura 81 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

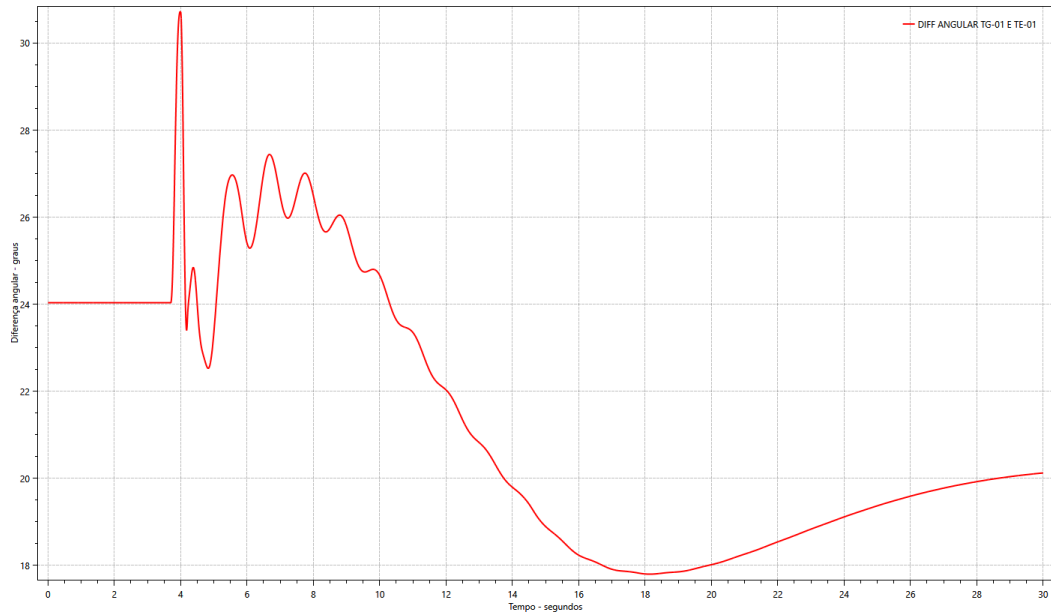


Figura 82 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Fonte: autoria própria.

### 6.3.4 Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento

Observa-se nas Figuras 83, 84, 85 e 86 que após o ilhamento, a potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e potência elétrica, oscila de forma instável. Este cenário indica que uma falta com impedância que resulte em afundamento de tensão de 90% não pode ser suportada por 3 segundos (próxima escala da Figura 70). Na Figura 86 observa-se a diferença angular entre as duas unidades geradoras se distanciando, caracterizando perda de estabilidade.

Uma vulnerabilidade pode ser observada na Figura 85. A corrente não atinge o pickup da função 67, impedindo assim a operação do esquema. Apesar de se tratar de uma falta de baixa probabilidade de ocorrência, poderá ocorrer perda de estabilidade da geração local em função da inoperância do esquema. Para eliminar a vulnerabilidade, a função 67 precisa ser reajustada.

Neste ponto, é preciso verificar se a estabilidade do sistema pode ser recuperada com uma diminuição do tempo para ilhamento. Isto deve ser verificado no próximo cenário.

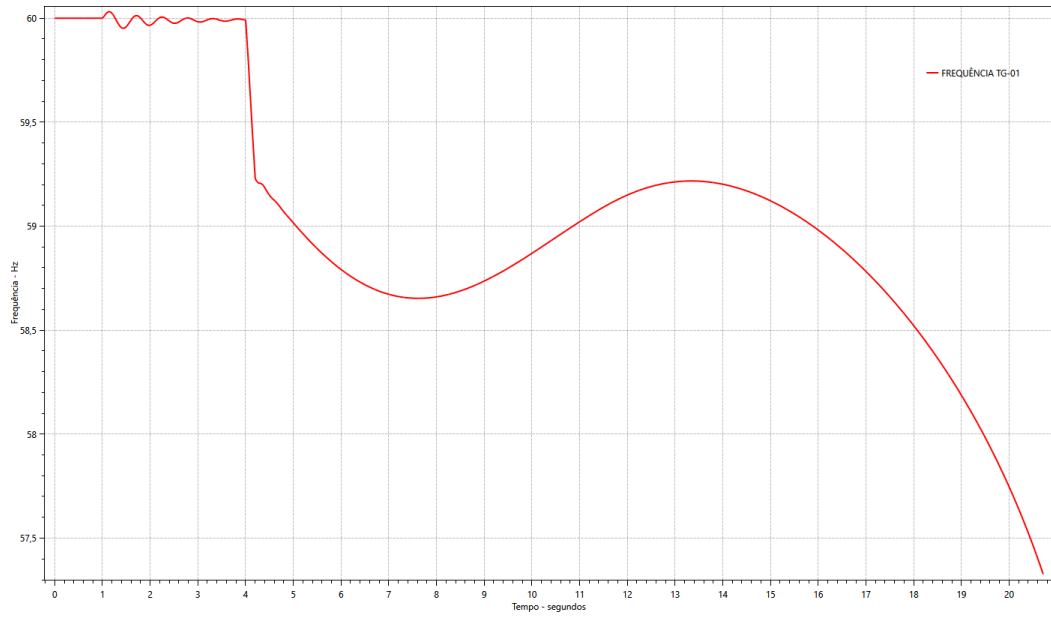


Figura 83 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

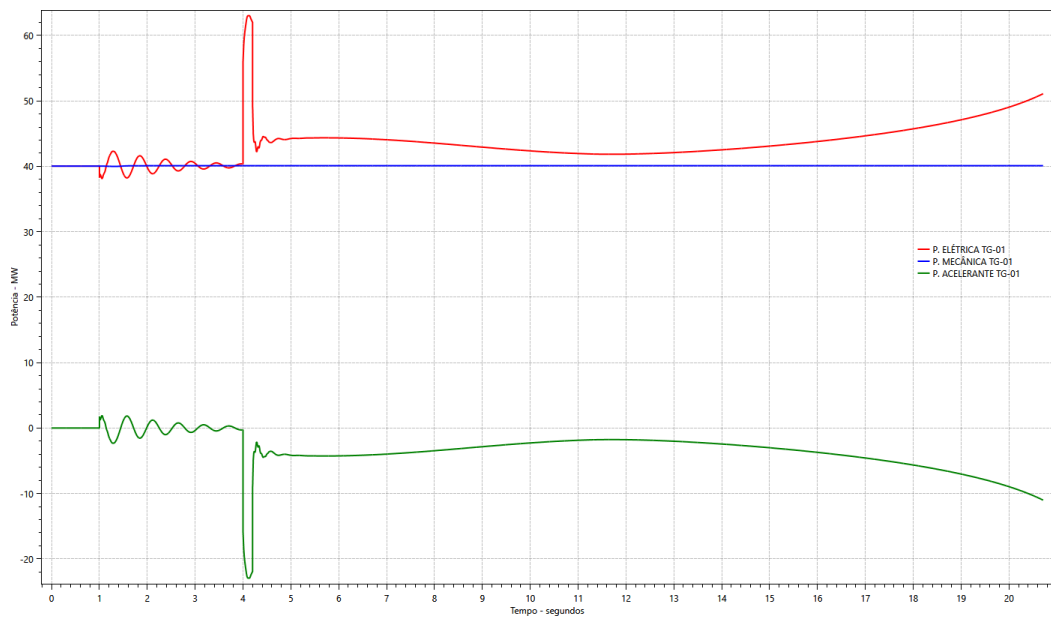


Figura 84 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

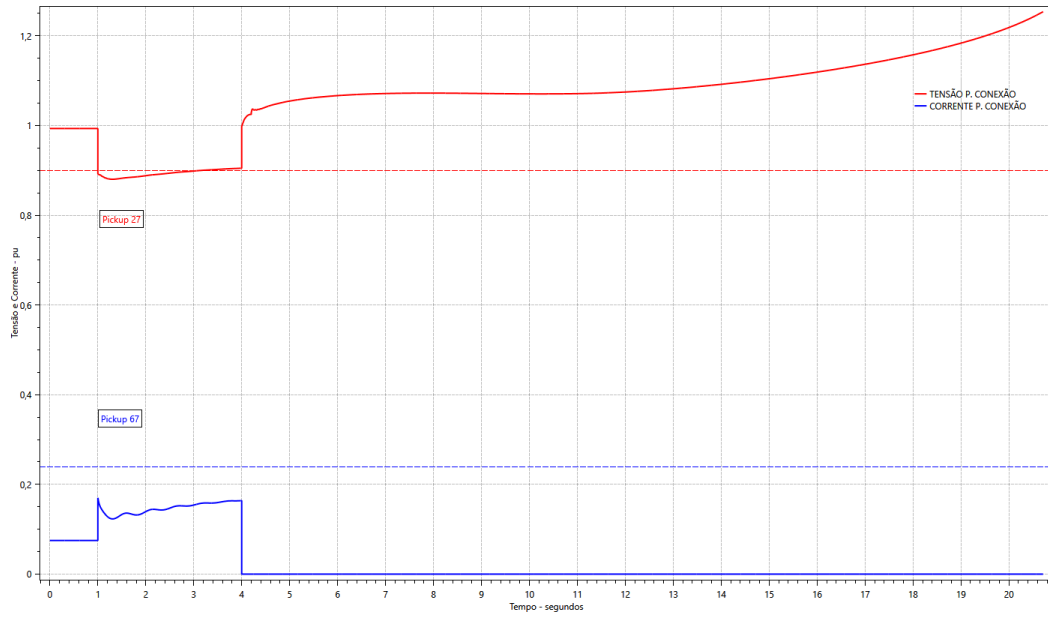


Figura 85 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

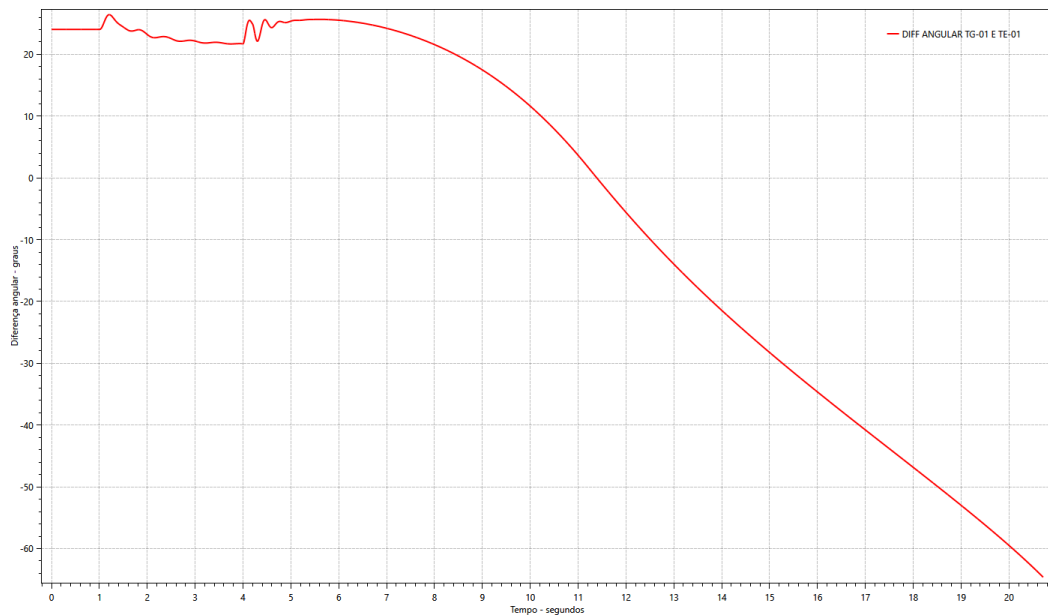


Figura 86 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 3 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

### 6.3.5 Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento

Observa-se nas Figuras 87, 88, 89 e 90 que após o ilhamento, a potência acelerante, resultado da diferença entre a potência mecânica e potência elétrica, oscila de forma estável. Este cenário indica que uma falta com impedância que resulte em afundamento de tensão de 90% pode ser suportada sem desconexão com a concessionária.

Uma vulnerabilidade pode ser observada na Figura 89. A corrente não atinge o pickup da função 67, impedindo assim a operação do esquema. Apesar de se tratar de uma falta de baixa probabilidade de ocorrência, poderá ocorrer perda de estabilidade da geração local em função da inoperância do esquema. Para eliminar a vulnerabilidade, a função 67 precisa ser reajustada.

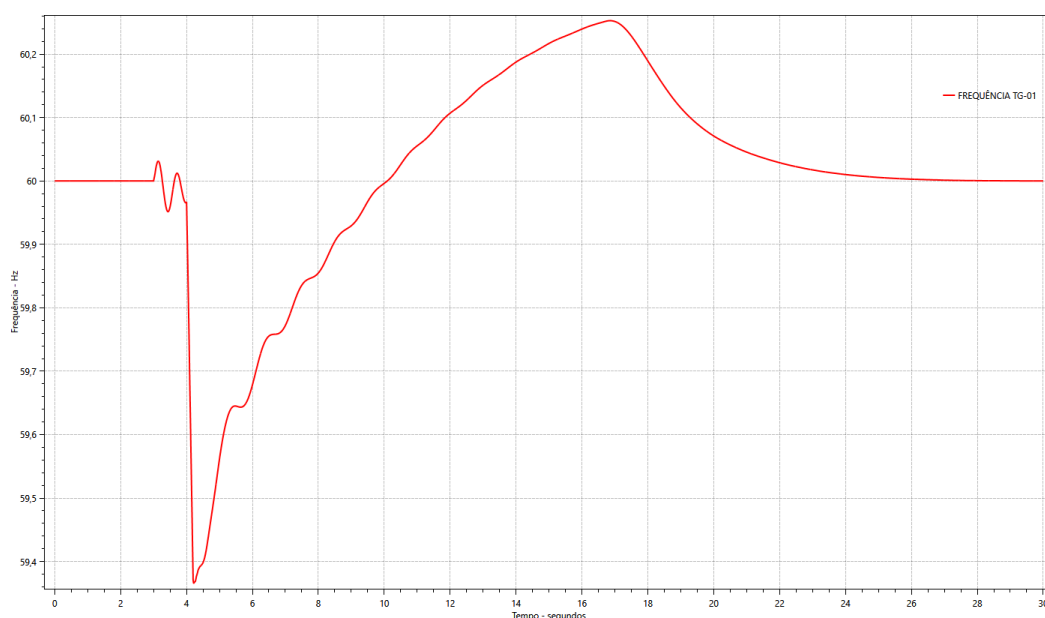


Figura 87 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Frequência do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

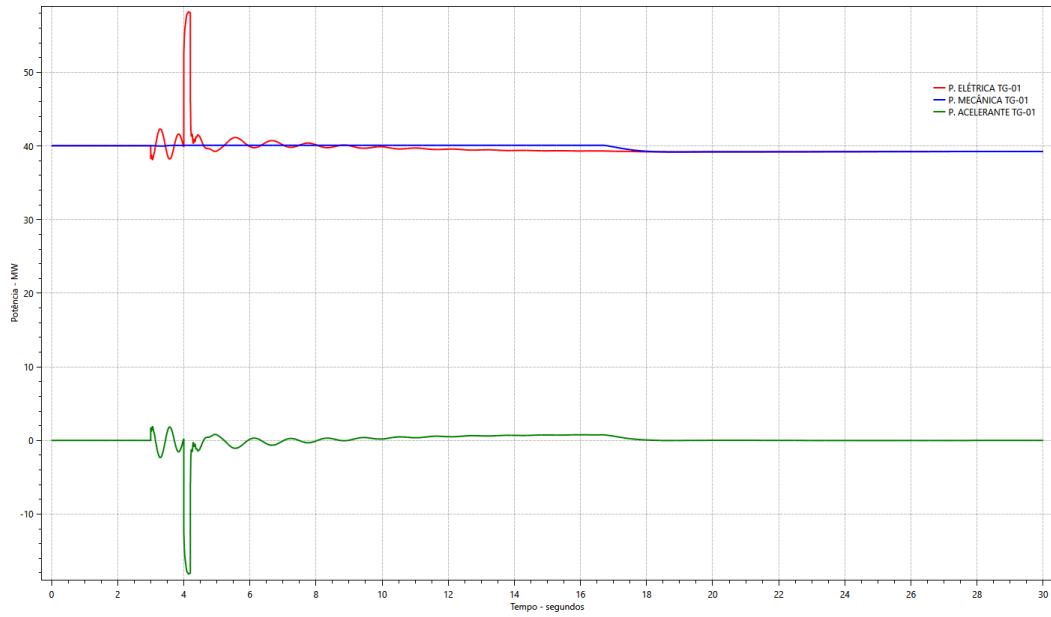


Figura 88 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Potência Mecânica, Elétrica e Acelerante do turbo gerador. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

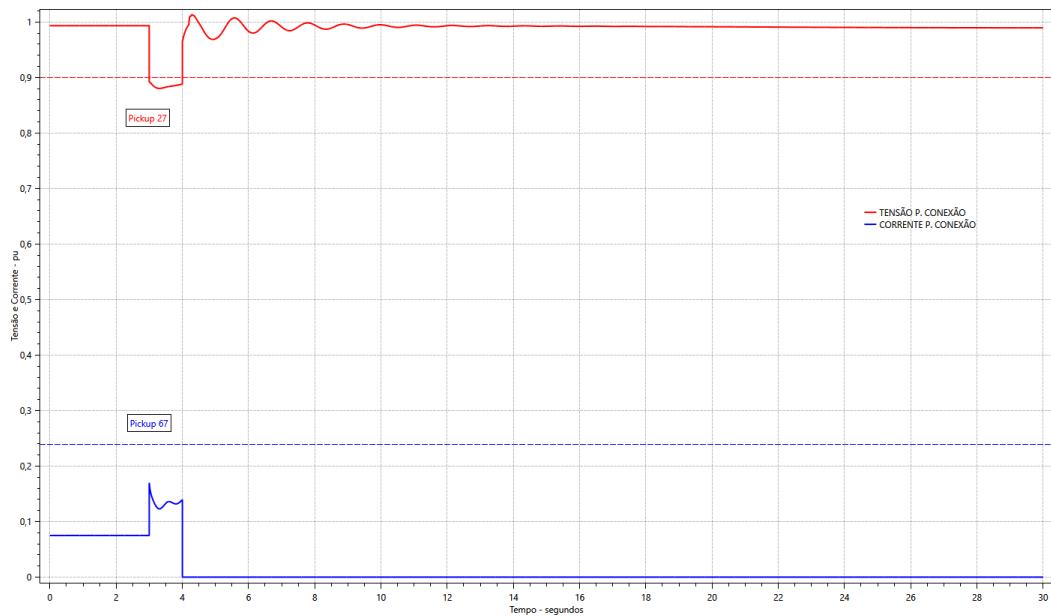


Figura 89 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

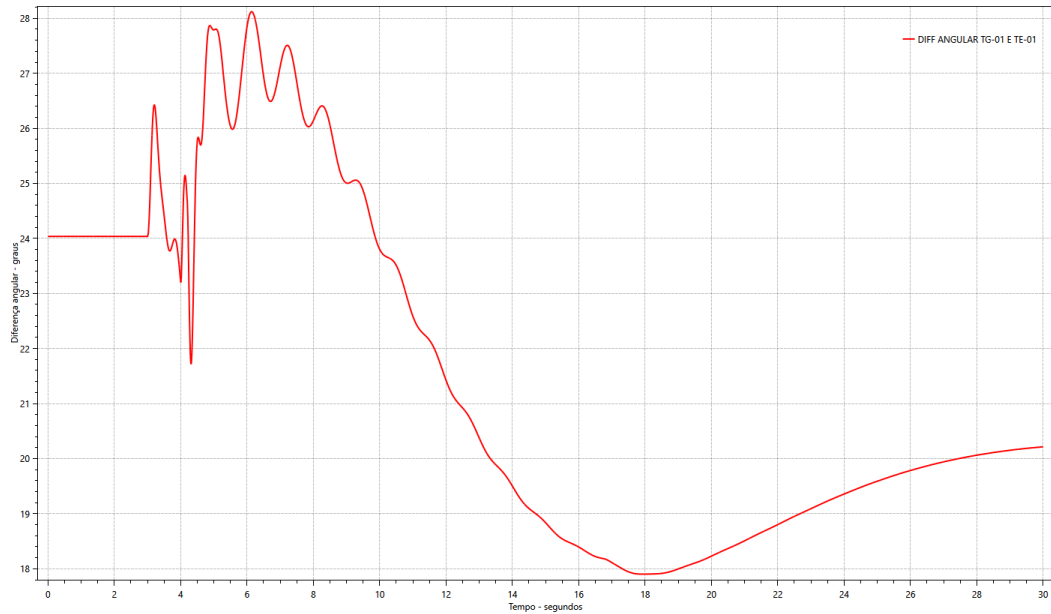


Figura 90 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Diferença angular entre as duas unidades geradoras da refinaria. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Fonte: autoria própria.

### 6.3.6 Recomendação

Diante das constatações observadas a partir dos resultados de simulação, recomenda-se implementar novos ajustes para a proteção de ilhamento da Refinaria 1. A implementação desses novos ajustes elevará a confiabilidade do sistema elétrico industrial ao postergar o ilhamento de modo a coordenar com o tempo de recuperação de eventos de curta duração no sistema da concessionária.

Também recomenda-se aumentar a sensibilidade do esquema proposto conforme observa-se na Figura 91 com a redução do pickup do 67 de 1.000 A para 800 A.

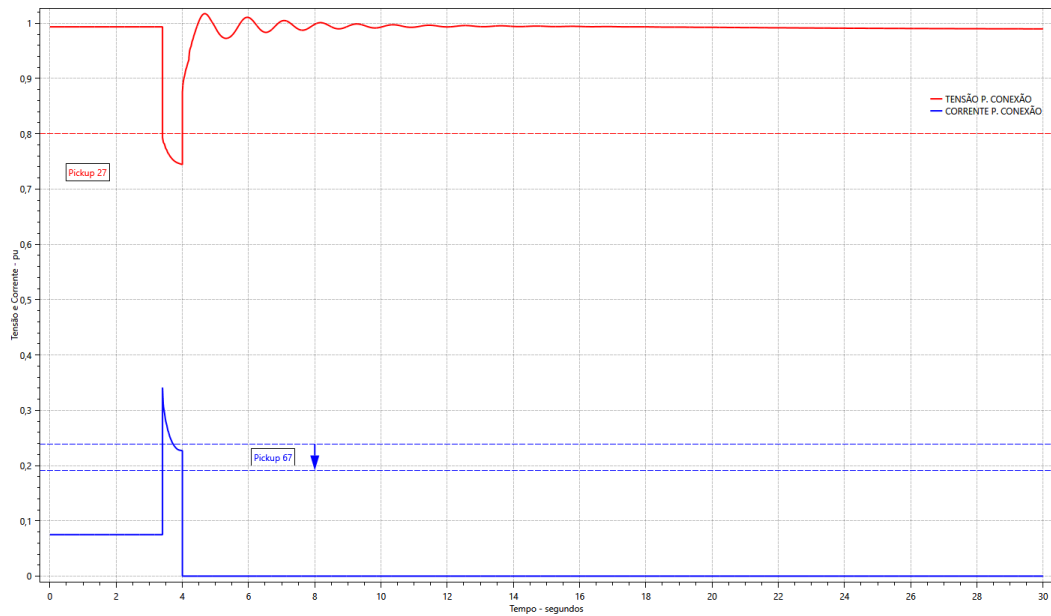


Figura 91 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 80% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 600 ms para ilhamento. Ajuste pickup 67. Fonte: autoria própria.

Observa-se na Figura 92 a proposta de alteração do pickup do 27 de 80% para 70%.

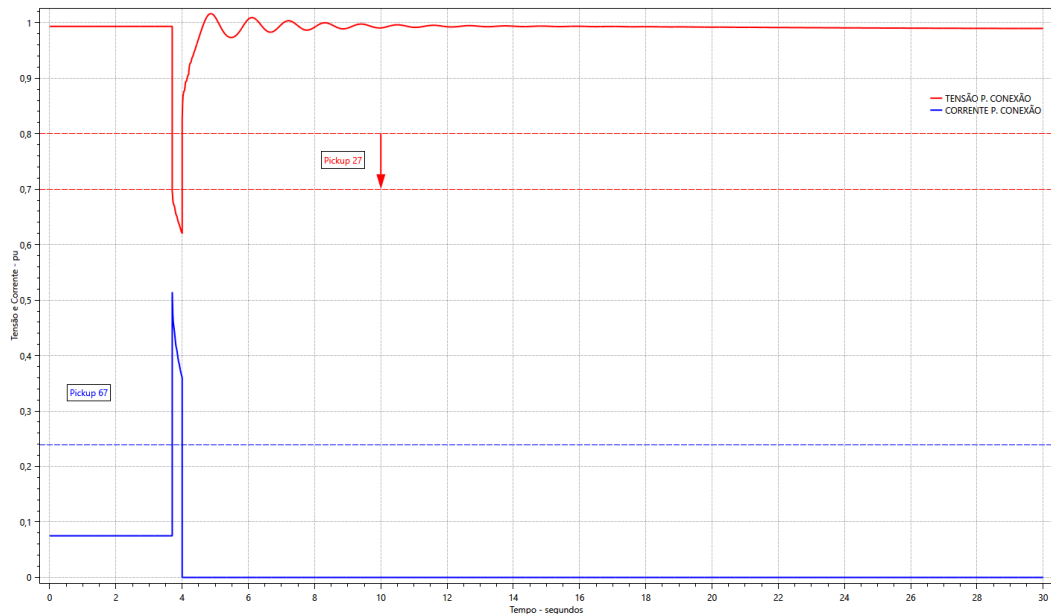


Figura 92 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 70% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 300 ms para ilhamento. Ajuste pickup 27. Fonte: autoria própria.

Observa-se na Figura 93 a proposta de alteração do pickup do 67 de 1000A para 500A.

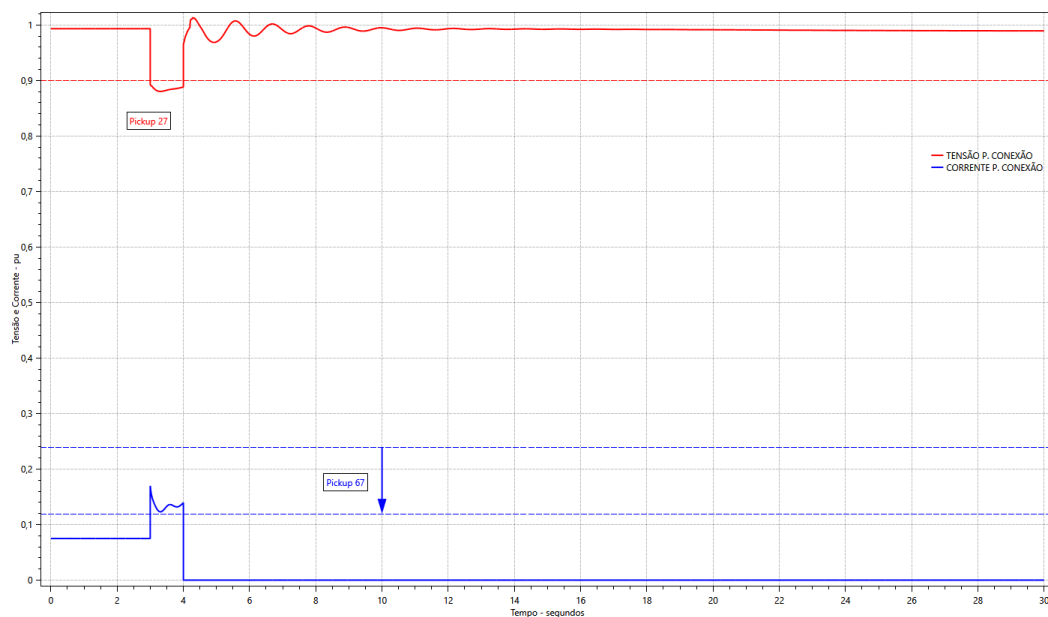


Figura 93 – Curto-circuito trifásico no 138 kV seguido de ilhamento com descarte de cargas - Tensão e Corrente no ponto de conexão com a concessionária. Pickup de 90% na barra de 13,8 kV da refinaria. Ajuste de 1 s para ilhamento. Ajuste pickup 67. Fonte: autoria própria.

Na Tabela 18 é apresentado um resumo da proposta.

Tabela 18 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1 - Proposta

FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO		
Código ANSI	Ajuste	Temporização
67 & 27	800 A & 70%	0,30 s
67 & 27	800 A & 80%	0,60 s
67 & 27	500 A & 90%	1,00 s

Na Figura 94 são exibidas as regiões de bloqueio e operação para o elemento de subtensão utilizado na lógica de ilhamento. Observa-se que o ajuste proposto possui uma área de bloqueio maior que o ajuste atual. Essa área maior permite uma postergação do ilhamento da planta caso o afundamento de tensão associado a uma falta na concessionária esteja entre 70% e 80% da tensão nominal da barra.

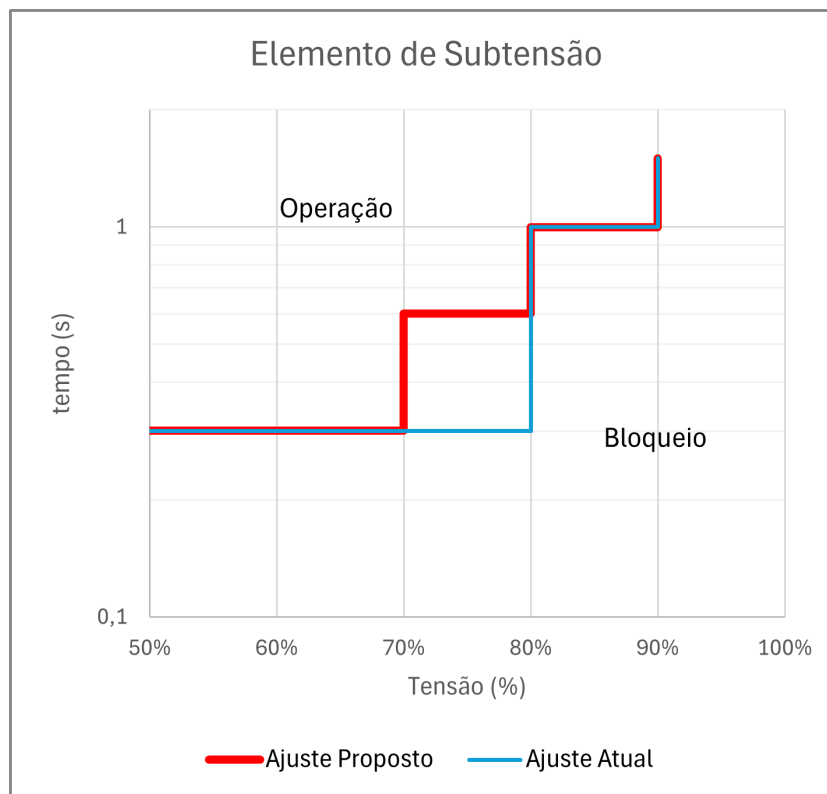


Figura 94 – Elemento de subtensão para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Proposta. Fonte: autoria própria.

Os relés existentes não possuem elementos suficientes para os ajustes indicados. Desta forma, pode-se avaliar a substituição dos relés ou mesmo uma implementação parcial dos ajustes. Na Tabela 19 é apresentado um exemplo de implementação parcial da proposta. Considera-se nesta proposta que a probabilidade de faltas que resultem em afundamento de tensão de 90% é muito baixa e que não traz grandes impactos para a carga. Um afundamento de tensão de 90% estaria associado a uma falta em local distante da subestação de entrada da refinaria (uma linha de transmissão remota, por exemplo). Neste caso, é mais provável a atuação de esquemas de retaguarda na concessionária, não justificando assim o ilhamento da planta industrial.

Tabela 19 – Tabela de funções de proteção para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1 - Implementação parcial

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO</b>		
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Temporização</b>
67 & 27	800 A & 70%	0,30 s
67 & 27	800 A & 80%	0,60 s

Na Figura 95 são exibidas as regiões de bloqueio e operação para o elemento de

subtensão utilizado na lógica de ilhamento. Observa-se que o ajuste parcial também possui uma área de bloqueio maior que o ajuste atual. Essa área maior permite uma postergação do ilhamento da planta caso a subtensão associada a uma falta na concessionária esteja entre 70% e 80% da tensão nominal da barra.

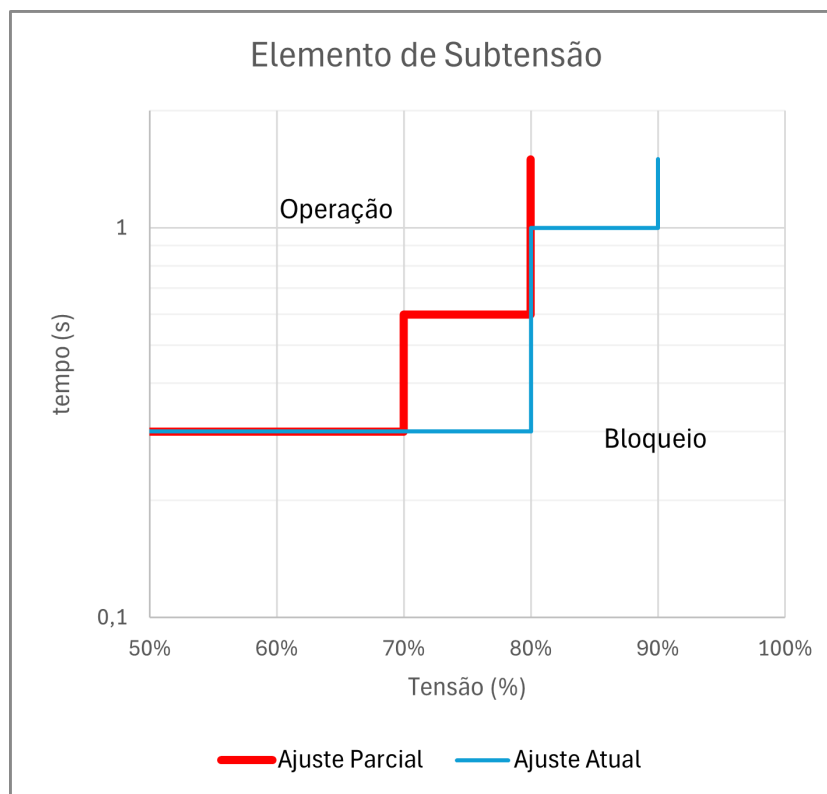


Figura 95 – Elemento de subtensão para estabelecer o ilhamento da Refinaria 1. Solução parcial. Fonte: autoria própria.

## 6.4 Considerações finais

Este capítulo apresentou oportunidades de melhoria para o sistema elétrico avaliado no estudo de caso.

Na primeira parte foram apresentadas as oportunidades de melhoria para o sistema de descarte de cargas com a implementação da função 81 como retaguarda.

Para finalizar o capítulo foram apresentadas as oportunidades de melhoria para o sistema de ilhamento, sobretudo nos ajustes das funções 27 e 67, como pode ser observado na Tabela 20.

Tabela 20 – Tabela com funções de proteção recomendadas para a Refinaria 1.

<b>FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO RECOMENDADAS</b>				
<b>Código ANSI</b>	<b>Ajustes Atuais</b>		<b>Ajustes Recomendados</b>	
	<b>Ajuste</b>	<b>Tempo</b>	<b>Ajuste</b>	<b>Tempo</b>
81L	57,8 Hz	4,00 s	<b>Manter</b>	
81L	57,0 Hz	0,15 s	<b>Manter</b>	
81H	61,5 Hz	0,50 s	<b>Manter</b>	
59N	36 %	2,00 s	<b>Manter</b>	
59N	80 %	0,10 s	<b>Manter</b>	
67 & 27	1000 A & 80 %	0,30 s	800 A & 70 %	0,30 s
67 & 27	1000 A & 90 %	1,00 s	800 A & 80 %	0,60 s
67 & 27	<b>Criar</b>		500 A & 90 %	1,00 s

No próximo capítulo serão apresentadas as principais conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

# 7 Conclusões

## 7.1 Conclusões e contribuições

Esta dissertação mostrou as técnicas utilizadas para identificar que o sistema elétrico industrial está em operação ilhada com uma parcela do sistema elétrico da concessionária. Foram apresentados métodos locais, remotos e híbridos para disparo do ilhamento e preservação do sistema elétrico local. A dissertação também apresentou os esquemas de proteção da conexão que visam prover a máxima sensibilidade para faltas e condições indesejáveis, mas evitar a sua operação sob as condições permissíveis e toleráveis.

Foram apresentados os sistemas de alívio de carga empregados nos sistemas elétricos industriais com foco nos desdobramentos ocorridos após a desconexão do sistema elétrico local da concessionária. Mostrou-se que ações sistêmicas devem ser realizadas de forma a restabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga, tanto para sistemas com excesso de geração quanto para sistemas com excesso de carga.

A dissertação mostrou casos exemplos de ajustes de proteção da interconexão e de sistemas de alívio de carga de três refinarias reais. Foi apresentado um estudo de caso de uma refinaria real com os estudos de transitórios eletromecânicos que balizaram o ajuste da proteção de ilhamento. Para a realização do estudo foram configurados os modelos dos geradores síncronos, dos sistemas de excitação, dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras. Para validação dos modelos utilizados foram apresentados testes reais de rejeição e tomada de carga no turbo gerador a gás da refinaria e perturbações reais no sistema elétrico em estudo. E para finalizar foram apresentados cenários específicos simulados no [ANATEM](#) para estimar o comportamento do sistema diante das perturbações e verificar a adequabilidade dos ajustes de ilhamento implementados na refinaria.

Por fim foram apresentadas oportunidades de melhoria identificadas no estudo de caso. Para o sistema de descarte de cargas, a implementação de sistema de retaguarda através da função 81 permite elevar a confiabilidade do sistema elétrico industrial. A implementação de novos ajustes de ilhamento eleva a confiabilidade do sistema elétrico industrial ao permitir postergar o ilhamento nas funções 27 e 67 para coordenar com o tempo de recuperação de eventos temporários na concessionária.

Constatou-se que os ajustes implementados oferecem boa sensibilidade para identificação e disparo do ilhamento. Além disso, também ficou caracterizado que melhorias podem ser empregadas para elevar a confiabilidade do sistema elétrico existente.

Assim, este trabalho, juntamente com o estudo de caso apresentado, pode ser utilizado como referência para projetos de proteção de conexão e de sistemas de alívio

de carga em unidades industriais com geração própria. Os estudos elétricos realizados e as estratégias adotadas, como a validação dos modelos, possibilitam a implementação de esquemas e sistemas capazes de preservar a integridade e a continuidade operacional do sistema elétrico industrial estudado.

Finalmente, como os principais efeitos sentidos na refinaria são aqueles relacionados a desligamentos de cargas devido a desatracamento de contatores por conta do afundamento de tensão, recomenda-se que sejam tomadas ações no sentido de promover a dessensibilização das cargas críticas de processo frente a tais eventos por intermédio da instalação de dispositivos ride-through, implementação de lógicas de reaceleração de cargas e a substituição dos demarradores a contatores CA por contatores CC ou até mesmo por disjuntores.

## 7.2 Sugestões para trabalhos futuros

Com o objetivo de dar continuidade a este trabalho, apresenta-se algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Estudar novas técnicas de ilhamento. Um exemplo de técnica a ser estudada seria o emprego de sincrofasores. Com a utilização de sincrofasores e esquemas de proteção de área ampla poderia ser realizada uma desconexão antecipada do sistema elétrico industrial.
- O sistema elétrico da Refinaria 1 está passando por modernizações. Como exemplo cita-se a implantação de uma usina fotovoltaica de 10MW. Como sugestão de trabalho futuro recomenda-se a modelagem da usina fotovoltaica nos estudos de ilhamento. Trata-se de um estudo importante para avaliação dos esquemas de controle e estabilidade do sistema elétrico da refinaria, integrado com uma fonte renovável de energia com característica própria de intermitência.
- Outra modernização que está em avaliação é a instalação de um sistema de armazenamento de energia com baterias de íon de lítio. Como sugestão de trabalho futuro recomenda-se a modelagem do sistema de armazenamento nos estudos de ilhamento.

## 7.3 Publicações

Como resultado deste trabalho foi publicado um artigo no SBSE-2025, conforme referência abaixo:

Casas, F. L.; Filho, J. M. C.; Faria, I. P.; Santos, F. V. P., “Ilhamento em Sistemas Elétricos Industriais: Estudo de caso de uma planta de refino de petróleo”, XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, São João del-Rei, MG, 2025.

## Referências

- AMPÈRE. Estudos elétricos da planta da refinaria 1 - parte 3 – turbo gerador. *AMPÈRE - Engenharia e Consultoria Ltda - Relatório Técnico*, 2010.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability, Second Edition*. [S.l.]: Wiley-Interscience, 2003.
- ANEEL. Qualidade da energia elétrica. *PRODIST: Módulo 8*, 2020.
- ANEEL. Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica. *Procedimentos de Distribuição: Módulo 3 – Seção 3.2*, 2021.
- ANEEL. Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica. *PRODIST: Módulo 3*, 2021.
- ANNE, R. et al. Reliable generator islanding detection for industrial power consumers with on-site generation. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, Volume 52, Number 1, January*, 2016.
- ASLANI, F.; LI, S. Islanding detection methods and challenges for distribution generation: A technological review. *IEEE POWER ENERGY SOCIETY SECTION*, 2025.
- AUDRING, D.; LERCH, E. Determination of islanding performance of industrial plants. *IEEE Trondheim PowerTech*, 2011.
- CEMIG. Requisitos para a conexão de consumidores ao sistema de distribuição cemig – conexão em alta tensão. *Norma de Distribuição: ND 5.33*, 2024.
- CEPEL. Anatem - programa de análise de transitórios eletromecânicos. *CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica*, 2025. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anatem/>>.
- DELTUVA, R.; LUKOČIUS, R.; OTAS, K. Dynamic stability analysis of isolated power system. *Applied Sciences*, v. 12, n. 14, 2022. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/12/14/7220>>.
- EPRI. Determining load characteristics for transient performance. *EPRI Research Project 849-1 - EL-850, Volume 2: Load-Model Guidelines*, 1981.
- FALAHATI, B.; CHUA, E. Failure modes in iec 61850-enabled substation automation systems. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016.
- FERREIRA, R. R. *Modelagem da proteção na simulação de ilhamento de um autoprodutor industrial e uma usina termelétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE), RJ, 2022.
- FUNABASHI, T.; KOYANAGI, K.; YOKOYAMA, R. A review of islanding detection methods for distributed resources. *IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy*, 2003.

- GE – GENERAL ELECTRIC. Gas turbine full load rejection guidelines. *Position Paper #14, PP14, Rev B*, 2002.
- GREWAL, G. S.; KONOWALEC, J. W.; HAKIM, M. Optimization of load shedding scheme in an integrated process plant. *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 1997.
- HASHEMI, F.; GHADIMI, N.; SOBHANI, B. Islanding detection for inverter-based dg coupled with using an adaptive neuro-fuzzy inference system. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 45, n. 1, p. 443–455, 2013.
- IEC. Rotating electrical machines – part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators. *INTERNATIONAL STANDARD IEC 60034-3 Edition 7.0*, 2020.
- IEEE. Guide for protective relaying of utility-consumer interconnections. *IEEE Std C37.95™*, 2014.
- IEEE PES. Dynamic models for turbine-governors in power system studies. *IEEE Power & Energy Society - TECHNICAL REPORT PES-TR1*, 2013.
- IEEE Power and Energy Society. Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5*, 2005.
- JABIAN, M. E. *Electrical Power Supply Management in Normal and Supply Deficit Situations for Residential Consumers Based on Appliances Priority Consideration, Fairness Evaluation, and Activity Identification*. Tese (Tese) — Kyushu University, fev. 2021.
- KAZEEM, B.; ENEH, I. I.; IGWEH, K. Islanding detection for grid integrated distributed generation using adaptive neuro-fuzzy inference system. *IEEE International Power and Renewable Energy Conference (IPRECON)*, 2021.
- KIMBARK, E. W. *Power System Stability : Elements of Stability Calculations*. New York: Wiley-Interscience, 1948.
- KIMBARK, E. W. *Power System Stability : Synchronous Machines*. New York: Wiley-Interscience, 1948.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.
- MAHINDARA, V. R. et al. The transition of load shedding infrastructure from plc platform to iec61850 protocol in nickel processing plant with static frequency converter. *IEEE International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, 2022.
- MARCHESAN, G. *Detecção de ilha em sistemas de distribuição com geração síncrona distribuída*. Tese (Tese) — Universidade Federal de Santa Maria, fev. 2016. Accepted: 2017-05-26 Journal Abbreviation: Islanding detection in electric distribution system with synchronous distributed generation. Disponível em: <<http://repositorio.ufsm.br/handle/1/3696>>.

- MARTÍNEZ, E. et al. Usando a diferença angular dos fasores sincronizados para proteção e controle de Áreas abrangentes do sistema. *SEL Journal of Reliable Power, Volume 2, Number 2, maio*, 2011.
- MORAIS, M. F. *Avaliação da Proteção de Interconexão entre Concessionária e Sistema de Cogeração Utilizando o RTDS*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), MG, 2014.
- MOZINA, C. J. Power system blackouts - minimizing their impact on industrial co-generation facilities. *IEEE, Conference Record of 2007 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference*, 2007.
- MUSTAFA, K.; GARG, K.; SWAMINATHAN, R. Saudi aramco experience – islanding scheme for manifa central processing facility. *PCIC Europe Conference*, 2014.
- NASCIMENTO, L. A. F. et al. Proteção contra ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema / island detection of ditributed generators. *Brazilian Applied Science Review*, v. 6, n. 3, p. 883–897, May 2022. Disponível em: <<https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BASR/article/view/47555>>.
- ONS. Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. *Procedimentos de Rede: Módulo 2 – Submódulo 6*, 2011.
- ONS. Instrução de operação - gerenciamento da carga por atuação do erac. *Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 5 - Submódulo 5.12 - Revisão 22*, 2024.
- ONS. Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. *Procedimentos de Rede: Módulo 2 – Submódulo 11*, 2024.
- Operation Technology, Inc. Etap 19.0. *User Guide - Chapter 24 - Dynamic Models*, 2019.
- PEREIRA, M. A. S. G. *Otimização dos Níveis de Reserva Girante em Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energias Renováveis*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de São João Del-Rei, MG, 2017.
- PV Powered. Anti-ilhamento inteligente usando medições de sincrofasores. *Estudo de Caso*, 2010.
- RAJAMANI, K.; HAMBARDE, U. K. Islanding and load shedding schemes for captive power plants. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, issue 3, 1999.
- Refinaria 1. Ajustes de proteção de ilhamento da refinaria 1. *Refinaria 1 - Levantamento de Campo*, 2023.
- Refinaria 1. Curso sobre o sistema de descarte de cargas da refinaria 1. *Refinaria 1 - Material de Treinamento*, 2023.
- Refinaria 2. Diretrizes para operação do sistema de descarte de cargas elétricas. *PROCEDIMENTO DE EXECUÇÃO da Refinaria 2*, 2023.
- Refinaria 3. Scmd da refinaria 3. *Refinaria 3 - Especificação do Descarte de Cargas*, 2020.

SAMANTARAY, S. R. et al. A fuzzy rule-based approach for islanding detection in distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, issue 3, 2010.

SCHWEITZER, E. O. et al. Real-time synchrophasor applications in power system control and protection. *IEEE Xplore*, 2010.

STEVENSON, W. D. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência, Tradução e Revisão Técnica Arlindo Rodrigues Mayer, João Paulo Minussi, Sonchai Ansuaj, 2ª edição*. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TAYLOR, C. W. et al. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 10. No. 3*, 1995.

UPRETI, A.; MOHAMMED, A. Developments in system islanding and synchronization systems. *49th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 2022*.

# ANEXO A – Dados Típicos de Máquinas Elétricas

Os dados típicos utilizados para as máquinas síncronas são apresentados nas Figuras 96 e 97.

	Turbo-generators (solid rotor)			Water-Wheel Generators (with dampers)†			Synchronous Condensers			Synchronous Motors (general purpose)		
	<i>Low</i>	<i>Avg.</i>	<i>High</i>	<i>Low</i>	<i>Avg.</i>	<i>High</i>	<i>Low</i>	<i>Avg.</i>	<i>High</i>	<i>Low</i>	<i>Avg.</i>	<i>High</i>
<b>Reactances in per unit</b>												
$x_d$	0.95	1.10	1.45	0.60	1.15	1.45	1.50	1.80	2.20	0.80	1.20	1.50
$x_q$	0.92	1.08	1.42	0.40	0.75	1.00	0.95	1.15	1.40	0.60	0.90	1.10
$x_d'$	0.12	0.23	0.28	0.20	0.37	0.50‡	0.30	0.40	0.60	0.25	0.35	0.45
$x_q'$	0.12	0.23	0.28	0.40	0.75	1.00	0.95	1.15	1.40	0.60	0.90	1.10
$x_d''$	0.07	0.12	0.17	0.13	0.24	0.35	0.18	0.25	0.38	0.20	0.30	0.40
$x_q''$	0.10	0.15	0.20	0.23	0.34	0.45	0.23	0.30	0.43	0.30	0.40	0.50
$x_p$	0.07	0.14	0.21	0.17	0.32	0.40	0.23	0.34	0.45			
$x_2$	0.07	0.12	0.17	0.13	0.24	0.35	0.17	0.24	0.37	0.25	0.35	0.45
$x_0^*$	0.01		0.10	0.02		0.21	0.03		0.15	0.04		0.27
<b>Resistances in per unit</b>												
$r_a$ (d-c.)	0.0015		0.005	0.003		0.020	0.002		0.015			
$r$ (a-c.)	0.003		0.008	0.003		0.015	0.004		0.010			
$r_2$	0.025		0.045	0.012		0.20	0.025		0.07			
<b>Time constants in seconds</b>												
$T_{d0}'$	2.8	5.6	9.2	1.5	5.6	9.5	6.0	9.0	11.5			
$T_d'$	0.4	1.1	1.8	0.5	1.8	3.3	1.2	2.0	2.8			
$T_d'' = T_q''$	0.02	0.035	0.05	0.01	0.035	0.05	0.02	0.035	0.05			
$T_a$	0.04	0.16	0.35	0.03	0.15	0.25	0.1	0.17	0.3			

Figura 96 – Parâmetros Típicos de Máquinas Síncronas Trifásicas. Fonte (KIMBARK, 1948b).

Parameter		Hydraulic Units	Thermal Units
Synchronous Reactance	$X_d$	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3
	$X_q$	0.4 - 1.0	1.0 - 2.3
Transient Reactance	$X'_d$	0.2 - 0.5	0.15 - 0.4
	$X'_q$	-	0.3 - 1.0
Subtransient Reactance	$X''_d$	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
	$X''_q$	0.2 - 0.45	0.12 - 0.25
Transient OC Time Constant	$T'_{d0}$	1.5 - 9.0 s	3.0 - 10.0 s
	$T'_{q0}$	-	0.5 - 2.0 s
Subtransient OC Time Constant	$T''_{d0}$	0.01 - 0.05 s	0.02 - 0.05 s
	$T''_{q0}$	0.01 - 0.09 s	0.02 - 0.05 s
Stator Leakage Inductance	$X_l$	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2
Stator Resistance	$R_a$	0.002 - 0.02	0.0015 - 0.005

- Notes:
1. Reactance values are in per unit with stator base values equal to the corresponding machine rated values.
  2. Time constants are in seconds.

Figura 97 – Parâmetros Típicos de Máquinas Síncronas Trifásicas. Fonte (KUNDUR, 1994).

Os dados típicos referentes a constantes de inércia de geradores são apresentados nas Figuras 98 e 99.

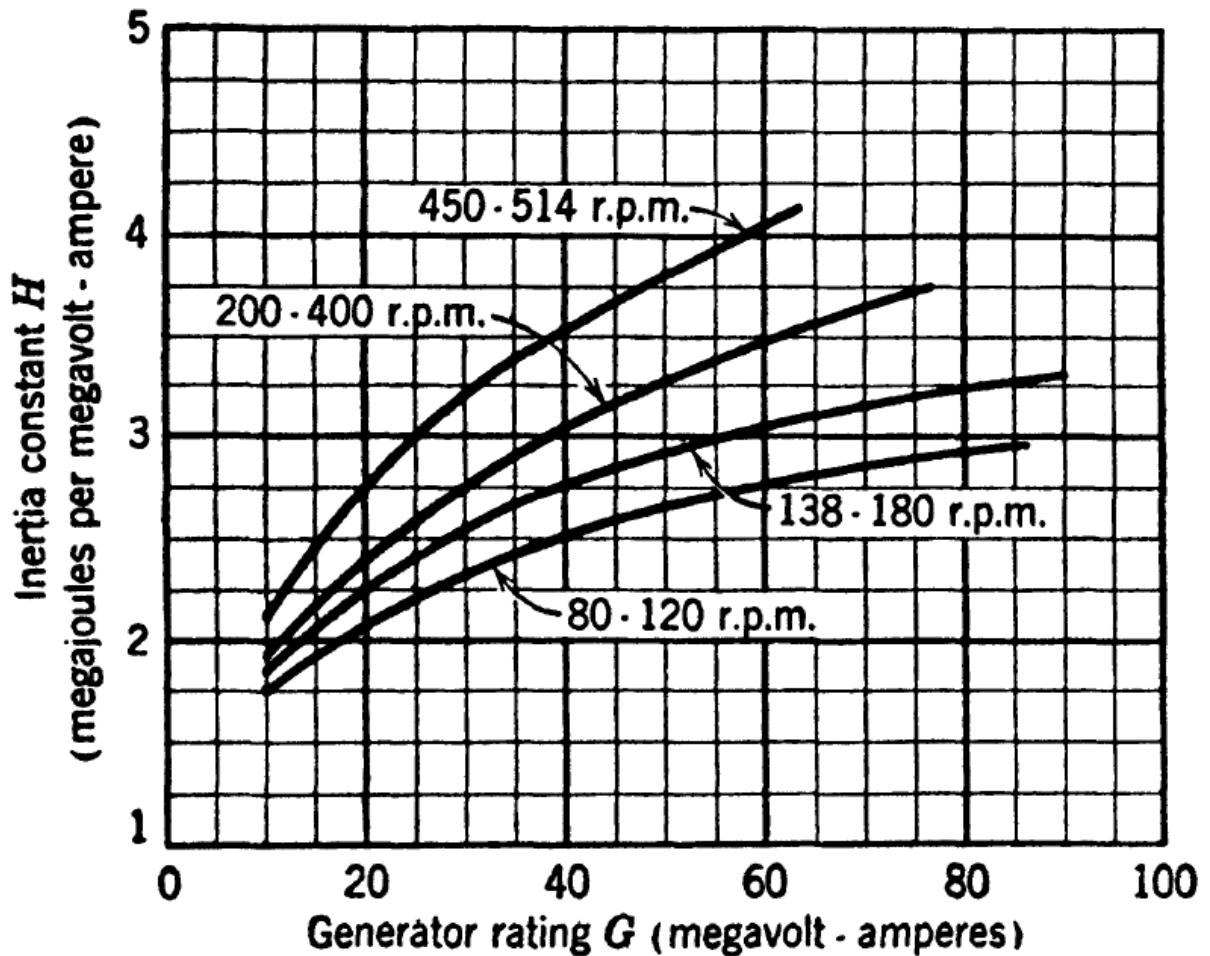


Figura 98 – Constante de inércia por potência aparente para geradores hidráulicos. Fonte (KIMBARK, 1948a).

Type of generating unit	$H$
Thermal unit	
(a) 3600 r/min (2-pole)	2.5 to 6.0
(b) 1800 r/min (4-pole)	4.0 to 10.0
Hydraulic unit	2.0 to 4.0

Figura 99 – Constante de Inércia dos Tipos de Geradores. Fonte (KUNDUR, 1994).

Dados de projeto de nove motores de indução, com potências variando de 10 a 5500 hp, foram disponibilizados por dois diferentes departamentos da GE (*General Electric*) para um trabalho de determinação das características de carga para desempenho transitório conduzido pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*). Um resumo desses parâmetros é apresentado na Figura 100.

INDUCTION MOTOR DATA*										
HP	Voltage $\ell$ - $\ell$ (Volts)	kVA	$X_M^{**}$	$X_1$	$X_2$	$R_1$	$R_2$	Base Ohms	RPM	H(sec)
10	460	7.46	1.69	.071	.105	.044	.021	28.37	1800	.076
30	460	22.38	2.92	.086	.149	.025	.0153	9.46	1800	.124
100	460	74.60	2.75	.062	.163	.0153	.0088	8.51	1800	.256
250	460	223.97	4.15	.154	.089	.0267	.0145	2.83	1800	.201
300	460	223.80	3.00	.070	.126	.0141	.0099	2.84	1800	.206
800	2300	707.5	3.20	.120	.072	.0122	.0100	2.48	1200	.245
3000	4160	2556.5	6.06	.171	.083	.0098	.0089	6.77	1800	.350
4000	4160	3362.8	4.83	.166	.047	.0046	.0058	5.15	3600	.903
5500	4000	4793.6	3.75	.127	.110	.0057	.0052	3.34	900	.483

\*All resistance and reactance values are given in per-unit on the given impedance base.

\*\*Magnetizing reactance is saturated value at unity terminal voltage - no load operation.

Figura 100 – Dados de motores de indução. Fonte (EPRI, 1981).