



**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso

Estudo sobre os Esquemas de Rejeição de Cargas para Sistemas Elétricos de Potência

Autor:
Ronaldo de Oliveira Salles

Número USP:
5725686

Orientador:
Prof. Dr. Dennis Brandão

São Carlos, Novembro de 2012.

Ronaldo de Oliveira Salles

**Estudo sobre os Esquemas de Rejeição de
Cargas para Sistemas Elétricos de
Potência**

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

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

ORIENTADOR: Prof. Dr. Dennis Brandão

São Carlos

2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

S168e Salles, Ronaldo de Oliveira
Estudo sobre os esquemas de rejeição de cargas para
sistemas elétricos de potência / Ronaldo de Oliveira
Salles; orientador Dennis Brandão. São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2012.

1. Esquemas de rejeição de cargas. 2. Automação de
sistemas de potência. 3. Estabilidade. 4. Controle de
demanda. 5. Sobrecarga de equipamentos elétricos. I.
Título.

Dedicatória

'Dedico este trabalho aos meus familiares'

Sumário

Dedicatória	i
Sumário	iii
Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	viii
Lista de Abreviaturas e Siglas	ix
Lista de Símbolos	x
Resumo	xi
Abstract	xiii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Organização do Trabalho	2
Capítulo 2 – Definição e Tipos de Esquemas de Rejeição de Cargas	3
2.1 Tipos Básicos de Esquemas de Rejeição de Cargas	4
2.1.1 Rejeição de Cargas por Intertravamento de Disjuntores	4
2.1.2 Rejeição de Cargas por Atuação de Elementos de Frequência.....	4
2.1.3 Rejeição Dinâmica de Cargas	6
2.1.4 Rejeição Inteligente de Cargas	7
2.2 Alocação de Prioridade das Cargas	7
Capítulo 3 – Aplicações para o Esquema de Rejeição de Cargas	10
3.1 Estabilidade em Sistemas Elétricos.....	10
3.1.1 Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência.....	12
3.1.2 Esquema de Rejeição de Cargas em Problemas de Estabilidade	13
3.2 Controle de Demanda	14
3.2.1 Demanda versus Consumo	15
3.2.2 Ultrapassagem de Demanda.....	15
3.2.3 Esquema de Rejeição de Cargas em Controle de Demanda	17
3.3 Sobrecarga de Equipamentos Elétricos.....	19
3.3.1 Esquema de Rejeição de Cargas em Problemas de Sobrecarga de Equipamentos	20
Capítulo 4 – Automação de Sistemas de Potência	22
4.1 Definição de Automação de Sistemas de Potência	22
4.1.1 Proteção Elétrica.....	23

4.1.2 Controle	23
4.1.3 Medição	24
4.1.4 Monitoramento	24
4.1.5 Comunicação de Dados	24
4.2 Arquitetura da Automação em Sistemas de Potência	25
4.2.1 Dispositivos	26
4.2.2 Rede de Comunicação	26
4.2.3 Sistema SCADA	26
4.3 Acesso Remoto e Inteligência Local	26
4.3.1 A Unidade Terminal Remota	27
4.3.2 Controladores Lógicos Programáveis	28
4.3.3 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes	28
4.4 Histórico do Desenvolvimento da Automação de Sistemas de Potência	30
4.4.1 A Indústria de Proteção Elétrica	30
4.4.2 A Indústria de Automação	33
4.4.3 A Indústria da Computação	35
4.4.4 A Indústria da Comunicação	36
Capítulo 5 – Estudo de Caso	37
5.1 Descrição do Esquema de Rejeição de Cargas	38
5.1.1 Definições Preliminares	38
5.1.2 Filosofia do Esquema de Rejeição de Cargas	38
5.1.3 Arquitetura do Esquema de Rejeição de Cargas	40
5.1.4 Diagnóstico de Falha/Monitoramento de Hardware	42
5.1.5 Lista de Cargas e Tabela de Prioridade de Desligamentos	42
5.2 Diagrama Lógico Básico de Rejeição de Cargas	44
5.2.1 Lógica do Esquema de Rejeição de Cargas	44
5.2.1.1 Rotina Principal de Atuação	45
5.2.1.2 Cálculo da Rejeição por Balanço de Potência	46
5.2.1.3 Rejeição por Supervisão de Frequência	47

5.2.2 Verificação de Consistência do Balanço	48
5.2.3 Condições de Disjuntor/Contator em Manutenção	48
5.2.4 Cálculo da Capacidade de Geração e Reserva Girante	48
Capítulo 5 – Conclusões	49
Referências Bibliográficas	50

Lista de Figuras

Figura 1 - Rejeição de cargas por intertravamento de disjuntores [2].	4
Figura 2 – Rejeição de cargas por atuação de elementos de frequência [2].	5
Figura 3 – Rejeição estática de cargas [2].	8
Figura 4 – Comportamento da frequência durante a rejeição de cargas [3]	8
Figura 5 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência [1].	12
Figura 6 – Método de controle por Janela Móvel.	17
Figura 7 – Método de controle por Retas Inclinadas [13].	18
Figura 8 – Sistema de potência	19
Figura 9 – Algoritmo de uma rotina típica de contingência de transformadores.	21
Figura 10 – Estrutura funcional da automação de sistemas de potência [8].	23
Figura 11 – Arquitetura básica da automação de sistemas de potência [9].	25
Figura 12 – Rede SCADA utilizada antigamente.	34
Figura 13 – Rede SCADA utilizada hoje em dia.	35
Figura 14 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de potência.	37
Figura 15 – Arquitetura simplificada do esquema de rejeição de cargas.	41
Figura 16 – Rotina principal de atuação.	45
Figura 17 – Rejeição por Balanço de Potência	46
Figura 18 – Rejeição por Supervisão de Frequência.	47

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Lista de carga e prioridade de cortes.....	42
---	----

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANSI – *American National Standards Institute.*

CLP – Controlador Lógico Programável.

CPU – *Central Processing Unit.*

DCS – *Distributed Control System.*

FIRJAN – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro.

IDMT – *Inverse Definite Minimum Time.*

IED – *Intelligent Electronic Devices.*

IHM – Interface homem-máquina.

LAN – *Local Area Network.*

RTU – *Remote Terminal Unit.*

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition.*

TC – Transformador de corrente

TP – Transformador de potencial.

WAN – *Wide Area Network.*

Lista de Símbolos

$\Delta\delta$ – Componente de torque sincronizante.

$\Delta\omega$ – Componente de torque de amortecimento.

K_D – Coeficiente de torque de amortecimento.

K_S – Coeficiente de torque sincronizante.

t_0 – Tempo inicial.

t_{MORTO} – Tempo morto.

$t_{PRÉ-FALTA}$ – Tempo de pré-falta.

Resumo

SALLES, R. O. **Estudo sobre os Esquemas de Rejeição de Cargas para Sistemas Elétricos de Potência**. 2012. 51p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012

Neste trabalho serão apresentadas as características gerais dos chamados Esquemas de Rejeição de Carga, mostrando os tipos básicos desses esquemas, além de uma abordagem sob o ponto de vista de suas aplicações mais comuns, que são soluções para problemas relacionados à estabilidade de sistemas elétricos, controle de demanda e sobrecarga em equipamentos elétricos. Será mostrado também o aparato de automação necessário para que um esquema de rejeição de cargas possa ser concebido, através da análise da Automação de Sistemas de Potência. Por fim, será apresentado um estudo de caso, onde será feita a especificação de um esquema de rejeição de cargas para um sistema elétrico de potência real.

Palavras-chave: esquemas de rejeição de cargas, automação de sistemas de potência, estabilidade, controle de demanda, sobrecarga de equipamentos elétricos.

Abstract

SALLES, R. O. **A study about the Schemes of Load Shedding for Electric Power Systems**. 2012. 51p. Course Final Paper – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2012

In this work, the characteristics of the so called Schemes of Load Shedding will be presented, showing the basic types of these schemes, besides an approach under the point of view of their most usual applications, which are solutions for problems related to the stability of electrical systems, demand control, and overload of electrical equipment. The necessary automation apparatus will be shown for the scheme of load shedding to be devised, by means of the analysis of the Potency System Automation. Finally, a case study will be presented, in which the specification of a Scheme of Load Shedding for an actual potency electrical system will be presented.

Keywords: load shedding schemes, automation of power systems, stability, demand control, overhead electrical equipment.

Capítulo 1

Introdução

Sistemas elétricos de potência são sistemas complexos responsáveis pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica para as indústrias, domicílios e demais consumidores. Esses sistemas estão sujeitos a perturbações externas – ou (contingências), que podem ser perturbações gradativas, com o decorrer da operação do sistema, ou grandes, a exemplo de perdas de linhas de transmissão ou falhas em equipamentos. Essas perturbações podem ser suficientes para interromper o fornecimento de energia, podendo levar o sistema a uma perda de estabilidade (blecaute) [1].

Os blecautes geram grandes prejuízos econômicos tanto para a empresa de energia elétrica quanto potencialmente aos consumidores afetados. No Brasil, por exemplo, o blecaute do dia 10 de novembro de 2009 causou prejuízo superior a 1 bilhão de reais apenas na cidade do Rio de Janeiro, segundo a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN) [1]. Uma característica comum em sistemas de potencia industriais é que são projetados e construídos com requisitos de alta confiabilidade, visto que paradas indesejadas podem causar grandes prejuízos financeiros. Uma simples interrupção de alguns processos industriais contínuos pode acarretar no reprocessamento ou até mesmo descarte de grande quantidade de matéria prima. Além disto, o restabelecimento de alguns processos pode levar horas ou até mesmo dias, afetando drasticamente a produtividade da planta [2]. Eventos como esses têm grandes proporções econômicas e é de interesse que sejam evitados.

Outro fator que implica em prejuízo econômico é o gerenciamento da energia elétrica para um controle de demanda. Os principais pontos de preocupação por parte das diversas unidades consumidoras, e que ocasionam a procura por esses estudos são: o aumento das multas e ajustes de tarifas cobrados pelas concessionárias, necessidade de aumento da produtividade através da diminuição de interrupções e acréscimo da vida útil dos equipamentos instalados nas subestações.

Para tanto, deve-se manter os sistemas de potência preparados para suportar um determinado número de contingências e com um gerenciamento de energia adequado para continuar operando corretamente. Uma maneira de se conseguir isso é através do uso do chamado Esquema de Rejeição de Cargas.

Este trabalho tem como objetivo apresentar as características gerais dos esquemas de rejeição de cargas, através do estudo dos tipos básicos desses esquemas, bem como uma análise sob o ponto de vista de suas principais aplicações, que são soluções para problemas de estabilidade em sistemas elétricos, controle de demanda e sobrecarga de equipamentos. Será apresentada também a estrutura de automação necessária para a concepção desses esquemas, mostrando a importância da presença da automação em sistemas elétricos de potência. Um estudo de caso exemplificará como se dá a especificação de um esquema de rejeição de cargas para um sistema elétrico de potência real, ou seja, apresentará os requisitos e lógicas básicas para a implantação do esquema no sistema elétrico proposto.

1.1 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

- **Capítulo 2:** apresenta uma breve definição sobre esquemas de rejeição de carga e mostra alguns tipos básicos desses esquemas.
- **Capítulo 3:** discorre sobre algumas aplicações, apresentando a definição dos problemas bem como uma solução típica baseada em esquemas de rejeição de cargas.
- **Capítulo 4:** discorre sobre a automação de sistemas elétricos de potência, apresentando os requisitos básicos de automação necessários para se realizar esquemas de rejeição de cargas.
- **Capítulo 5:** apresenta um estudo de caso baseado em um sistema elétrico de potência real, onde é ilustrado como se dá a especificação de um esquema de rejeição de cargas.
- **Capítulo 6:** apresenta as principais conclusões obtidas neste trabalho.

Capítulo 2

Definição e Tipos de Esquemas de Rejeição de Cargas

O Esquema de Rejeição (ou Descarte) de Cargas, do inglês *Load Shedding*, aplicado em Sistemas Elétricos de Potência consiste na eliminação seletiva de cargas excedentes ou não prioritárias com o intuito de restabelecer o balanço de potência entre a geração e o consumo de energia após a ocorrência de alguma anomalia ou realizar o controle de demanda de forma que a energia ativa de uma unidade consumidora fique dentro de valores limites pré-estabelecidos [3].

Sistemas de potência industriais geralmente são caracterizados por uma ou mais interconexões com sistemas de maior porte (concessionária de energia), sistemas de geração própria, de emergência e/ou cogeração e cargas que possuem grau de importância e relevância distintas dependendo do processo. Uma vez que certos processos industriais não podem ser interrompidos, o descarte de cargas deve ser a última opção para a recomposição do sistema.

Nesse contexto, um bom esquema de rejeição de cargas deve, idealmente, em um tempo hábil: identificar o problema (instabilidade elétrica, sobrecargas em equipamentos ou demanda acima do valor contratado); determinar precisamente o montante de carga a ser descartado; selecionar as cargas a serem descartadas preservando cargas prioritárias; cortar o mínimo necessário de carga; identificar os disjuntores que devem ser manobrados e por fim executar as manobras necessárias. Além disto, em sistemas redundantes deve ser flexível a diversas configurações operacionais [1].

2.1 Tipos Básicos de Esquemas de Rejeição de Cargas

Neste item serão abordados alguns tipos básicos de esquemas de rejeição de cargas. Por se tratar de soluções básicas, muitas vezes esses tipos de esquemas de rejeição de cargas são utilizados em conjunto ou com algumas modificações.

2.1.1 Rejeição de Cargas por Intertravamento de Disjuntores

Esse tipo de esquema de rejeição de carga é realizado através do intertravamento entre os disjuntores que atuam no desligamento das fontes e os disjuntores que atuam no desligamento das cargas. Quando uma fonte é retirada do sistema, certa quantidade de carga é removida. A Figura 1 apresenta um esquema de rejeição desse tipo [3].

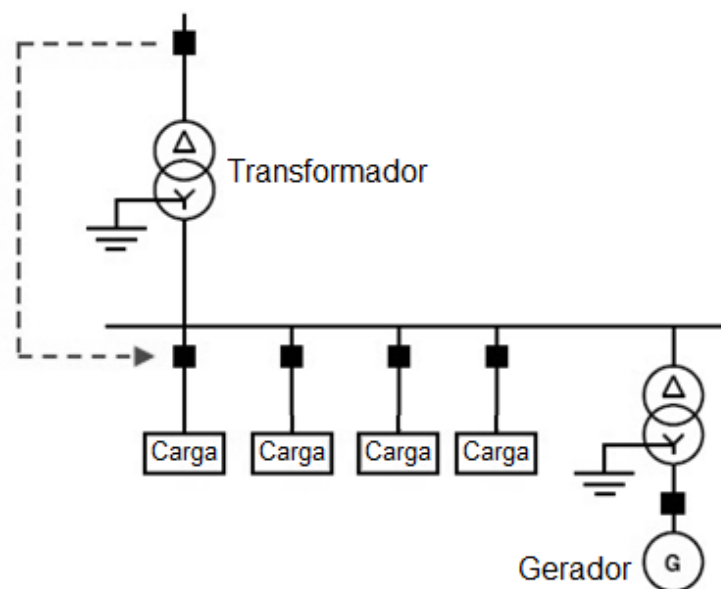


Figura 1 - Rejeição de cargas por intertravamento de disjuntores [3].

. Um problema existente com esse tipo de esquema é que este não leva em consideração a quantidade necessária de potência removida do sistema em função da perda específica de uma unidade de geração, o que significa que uma quantidade maior ou menor de carga do que a realmente necessária pode ser eliminada [3]. Sendo assim, deve ser utilizado preferencialmente em sistemas onde as cargas a serem rejeitadas sejam fixas.

2.1.2 Rejeição de Cargas por Atuação de Elementos de Frequência

A medição de frequência é um indicador confiável de uma condição de sobrecarga, e relés de frequência podem ser utilizados para desconectar os circuitos previamente definidos, preservando a integridade do sistema e minimizando desligamentos.

A utilização de relés de subfrequência em esquemas tradicionais de rejeição de cargas é feita tendo-se em vista a possibilidade de haver uma repentina sobrecarga no sistema, o que poderia ocasionar um desligamento maior de cargas prioritárias. Assim, um grupo de relés de frequência, cada um responsável por um determinado bloco de cargas, realiza o desligamento concatenado das cargas na medida em que o valor de frequência atinja um determinado ajuste de subfrequência [3].

Quando a frequência cair a um nível abaixo do valor de ajuste, os relés de frequência irão promover o alívio de cargas em certo percentual da carga total. Se este desligamento de cargas for suficiente para estabelecer um equilíbrio de frequência, ou mesmo resultar em um ligeiro aumento do valor de frequência, o procedimento de rejeição de cargas será interrompido. Porém, se a primeira atuação do sistema de rejeição de cargas não for suficiente, ou seja, se a frequência do sistema continuar diminuindo, será atingido um segundo nível de ajuste de subfrequência e um segundo bloco de cargas será desligado. Este procedimento será repetido até que haja uma diminuição do nível de sobrecarga ou todos os relés de frequência disponíveis no sistema tenham atuado. Esse processo também recebe o nome de Rejeição Estática de Cargas [3]. A Figura 2 apresenta um esquema de rejeição de cargas desse tipo.

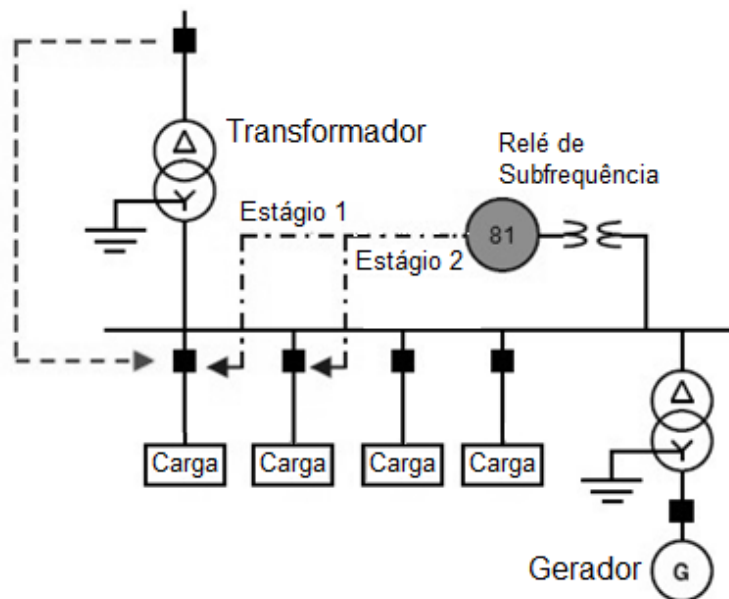


Figura 2 – Rejeição de cargas por atuação de elementos de frequência [3].

Uma maneira de melhorar este esquema, diminuindo assim o impacto do desligamento de muitas cargas, é a utilização de grupos de relés de frequência com diferentes níveis de atuação, ou estágios, cada qual rejeitando um percentual específico da carga. Isto permite que a carga a ser desligada possa ser dividida em partes menores, resultando em um menor impacto no sistema.

O principal problema existente com esse tipo de esquema é que não se sabe antecipadamente a quantidade de carga que deve ser rejeitada para se restabelecer o balanço de energia no sistema. Outro problema é a falta de um monitoramento em tempo real da quantidade de carga que está sendo efetivamente demandada em cada alimentador submetido ao corte. Isso pode implicar no desligamento de um circuito com pouca, ou sem carga, o que, de fato, não contribui para o resultado esperado do esquema.

Outra característica desse esquema é que os diferentes estágios são desligados integralmente, apenas observando-se o nível de frequência atingido após esse corte. Isso pode levar a descartes desnecessários de cargas, uma vez que todo o bloco é rejeitado, quando na verdade apenas a rejeição de um circuito poderia ser suficiente para a obtenção do equilíbrio [3].

2.1.3 Rejeição Dinâmica de Cargas

Esse tipo de esquema de rejeição de carga realiza o descarte da porcentagem mais próxima da quantidade real de potência necessária para se atingir o nível de estabilidade. Para tanto, são realizados cálculos contínuos das condições operacionais do sistema e medições permanentes de potência por meio de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) em cada alimentador [3].

Um algoritmo compara uma potência de referência definida pelo usuário com as potências individuais de cada carga, sendo estabelecidas prioridades para cada uma. O algoritmo então seleciona os alimentadores, de acordo com as prioridades, de maneira a se obter uma soma maior que o valor de referência, minimizando a diferença entre o que deve ser rejeitado e as cargas a serem desligadas. Este algoritmo deve continuamente atualizar suas medições baseadas nas condições atuais de operação do sistema.

Tipicamente, os resultados são compilados em um formato final de tabela dinâmica, que define as cargas a serem imediatamente desconectadas. Isto permite que o esquema funcione praticamente de maneira instantânea, ou seja, as tabelas que são continuamente atualizadas irão desligar as cargas respectivas tão logo ocorra o início do processo de rejeição [3].

2.1.4 Rejeição Inteligente de Cargas

O esquema inteligente de rejeição de cargas descarta uma quantidade de carga mínima o suficiente para manter o consumo dentro dos limites de geração disponível, levando-se em consideração a potência entregue pela rede da concessionária antes do ilhamento e a

quantidade de geração local disponível para manter as cargas essenciais, utilizando para isso os preceitos estabelecidos pela Rejeição Dinâmica de Cargas. Ilhamentos ocorrem quando parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. Dessa forma, as potências geradas e consumidas devem ser continuamente monitoradas e o esquema deve ser capaz de corrigir seus cálculos automaticamente de acordo com a configuração do sistema elétrico [4].

O que difere o esquema de rejeição dinâmica do esquema inteligente é que este utiliza a potência fornecida pela rede como referência. A inteligência deste esquema é ainda associada à possibilidade de livre alocação de uma prioridade a qualquer momento. Esta prioridade pode ainda ser associada a cada carga, e não apenas aos alimentadores como ocorre no esquema estático, baseado em relés de frequência [3].

O esquema de rejeição de cargas se tornou mais elaborado com a introdução de dispositivos microprocessados. Por exemplo, através do uso de IEDs a informação de diferentes alimentadores pode ser obtida e trocada entre eles por meio de seus recursos de comunicação. Neste caso, a carga real em consideração pode ser levantada e atualizada no algoritmo de rejeição, havendo apenas o desligamento das cargas que totalizem o necessário de potência para o restabelecimento do equilíbrio do sistema.

Este arranjo permite um esquema de rejeição de cargas distribuído, uma vez que as informações fluem de e para diferentes IEDs posicionados em diferentes pontos ao longo do sistema. Adicionalmente, os IEDs podem estar conectados a um sistema de automação de subestações, o que possibilita um monitoramento e controle em tempo real do sistema.

2.2 Alocação de Prioridade das Cargas

Uma prioridade pode ser especificada para cada alimentador de uma carga, e esses alimentadores com a mesma prioridade podem ser agrupados nas denominadas classes ou grupos de cargas. Por exemplo, em uma determinada planta industrial inicialmente é previsto o corte de energia nos serviços não prioritários, passando-se então ao corte de partes do processo que não tragam grandes impactos, até que estágios vitais de produção comecem a ser desligados. No entanto, cada nível de prioridade deve no final efetuar os desligamentos suficientes para manter a estabilidade do restante do sistema que permanece alimentado [4]. Como dito, a dificuldade está em se desligar da maneira mais precisa apenas as cargas essencialmente necessárias, não desligando outras cargas que poderiam permanecer ainda ligadas, conforme ilustra a Figura 3.

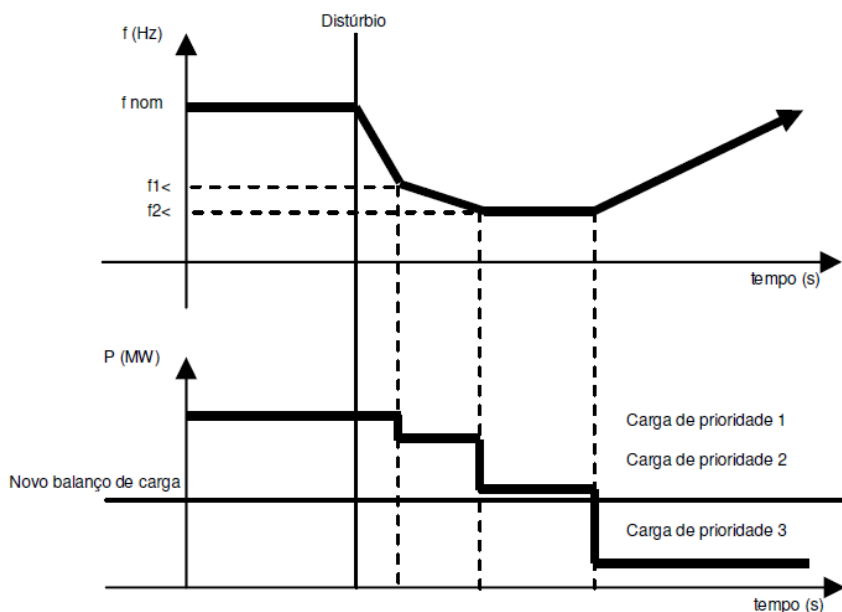


Figura 3 – Rejeição estática de cargas [3].

Uma maneira de evitar os problemas dos transitórios entre a eliminação de blocos de cargas é o uso de um tempo de retardo mínimo suficiente para acomodação do sistema elétrico de potência, conforme ilustra a Figura 4 a seguir.

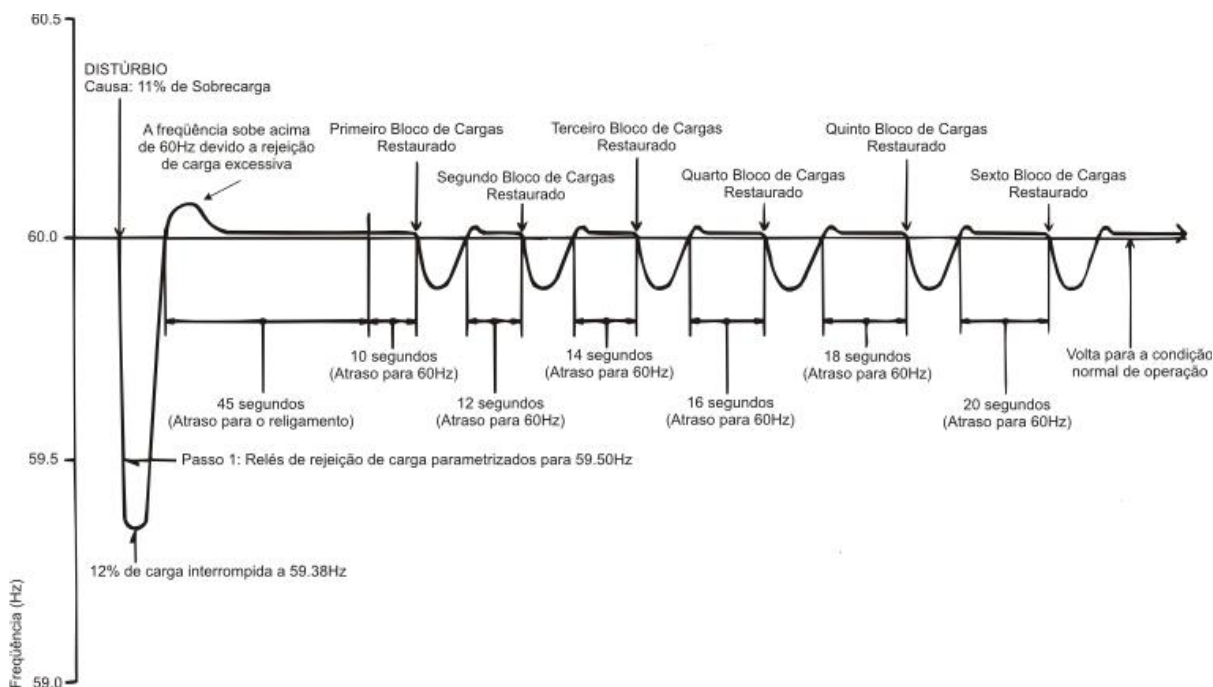


Figura 4 – Comportamento da frequência durante a rejeição de cargas [4].

Outro aspecto a ser considerado em qualquer estudo e aplicação de esquemas de rejeição de cargas é a restauração do serviço, isto é, a energização dos equipamentos que foram retirados do sistema. Os procedimentos de religamento possuem as mesmas

preocupações, com relação à estabilidade, de modo a permitir que o sistema possa absorver a carga sem maiores interferências ou perturbações [4].

Normalmente a carga rejeitada é restaurada sequencialmente em blocos de potência que variam de 1 a 3% do total instalado, com intervalos de acomodação superiores há 30 segundos. De uma forma geral, todo o procedimento é realizado de forma contínua e automática, garantindo melhor eficiência e confiabilidade para o sistema elétrico [4].

Capítulo 3

Aplicações para o Esquema de Rejeição de Cargas

A fim de que sejam estabelecidos critérios para o sistema de rejeição de cargas um estudo aprofundado do sistema em questão deve ser realizado. A especificação do esquema de rejeição de cargas para um determinado sistema de potência depende muito do porte e da topologia deste e, na maioria das vezes, o esquema de rejeição de cargas resultante desse estudo não se enquadra unicamente em um dos tipos citados nos itens anteriores.

Como dito, os esquemas de rejeição de cargas são utilizados principalmente para a manutenção da estabilidade de sistemas elétricos de potência, o controle de sobrecargas em equipamentos elétricos e o controle de demanda. Nas seções posteriores serão feitas análises de cada uma dessas aplicações, apresentando as definições dos problemas, características de sistemas elétricos típicos sujeitos a esses problemas e como deve ser o esquema de rejeição de cargas em cada um desses casos.

3.1 Estabilidade em Sistemas Elétricos

O termo “estabilidade” é uma aplicação rigorosa da estabilidade da física, baseada no conceito de equilíbrio. Existem dois tipos de equilíbrio: o equilíbrio estável e o equilíbrio instável. A estabilidade é a propriedade física de um sistema qualquer (não necessariamente elétrico), após uma perturbação, retornar para seu estado de equilíbrio. Quanto maior for uma perturbação, mais difícil é para o sistema voltar para o equilíbrio, existindo certo ponto em que a perturbação é tão forte que retira o sistema da estabilidade e o passa para um estado dito instável. Um sistema instável é incapaz de retornar para seu estado de equilíbrio [10].

O conceito de estabilidade também se aplica aos sistemas de potência. Nesse caso, o “equilíbrio” é o estado em que os geradores estão em sincronismo. Segundo [5], “Estabilidade de um sistema de potência é sua capacidade, para uma determinada condição inicial, de se acomodar em um ponto de equilíbrio estável, após ser submetido a um distúrbio ou contingência, com a maioria das variáveis dentro dos limites aceitáveis de operação e com a maioria das demandas por energia atendida”.

O mecanismo no qual máquinas síncronas interconectadas mantêm o sincronismo em relação umas às outras, é através de forças restauradoras que aparecem sempre quando existem forças que tendem a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas com respeito às outras máquinas. No estado de regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é desfeito, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas que são regidas pelas leis de movimento rotacional de um corpo. Se um gerador temporariamente se acelerar em relação a outro gerador, a posição angular do seu rotor em relação ao rotor da máquina mais lenta avançará. Esta diferença angular faz com que parte da carga do gerador mais lento se transfira para o gerador mais rápido, dependendo da curva Potência-Ângulo. Este fenômeno tende a reduzir a diferença de velocidade e, por conseguinte a diferença angular, entre os dois geradores. A relação Potência-Ângulo é não linear e, após certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado com uma diminuição da potência transferida; isto faz aumentar ainda mais a separação angular entre as máquinas acarretando o fenômeno da instabilidade, ou perda de sincronismo. Em qualquer situação, a estabilidade do sistema dependerá da existência de suficientes torques restauradores após uma perturbação [6].

Quando uma máquina síncrona perde o sincronismo, o seu rotor gira numa velocidade maior ou menor do que aquela necessária para gerar tensões na frequência nominal do sistema. O deslizamento entre o campo do estator, que corresponde à frequência do sistema, e o campo do rotor, resulta em grandes flutuações na potência de saída da máquina, nas correntes e tensões, isto faz com que o sistema de proteção atue e isole a máquina do resto do sistema [6].

A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores. Neste último caso, o sincronismo poderá ser mantido nos sistemas isolados [6].

Em sistemas de potência, a mudança do torque elétrico de uma máquina síncrona após uma pequena perturbação pode ser decomposta em duas componentes, conforme ilustra a equação a seguir:

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega \quad (3.1)$$

onde $K_S \Delta \delta$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação do ângulo do rotor $\Delta \delta$ e é referida como componente de torque sincronizante; K_S é o coeficiente de torque sincronizante. Já a parcela $K_D \Delta \omega$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação da velocidade $\Delta \omega$ e é referida como componente de torque de amortecimento; K_D é o coeficiente de torque de amortecimento [6].

A estabilidade do sistema depende da existência das duas componentes de torque para cada máquina síncrona. A insuficiência do torque de sincronismo resulta numa instabilidade aperiódica do ângulo do rotor. Por outro lado, a insuficiência do torque de amortecimento, resulta numa instabilidade oscilatória do ângulo do rotor.

3.1.1 Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência

A Figura 5 mostra os tipos de estabilidade dos sistemas de potência e sua hierarquia. Existem os seguintes tipos de estabilidade:

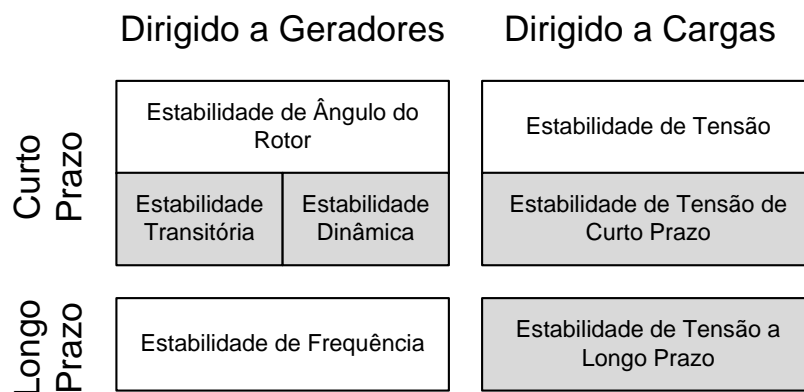


Figura 5 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência [1].

A seguir, encontra-se uma breve descrição sobre cada um dos tipos de estabilidade [1]:

- *Estabilidade de Ângulo de Rotor* – a estabilidade de ângulo de rotor se refere à habilidade das máquinas síncronas de sistemas de potência interligados em manter-se em sincronismo em condições normais de operação e após uma perturbação. É subdividida em estabilidade transitória e estabilidade dinâmica.
- *Estabilidade de Frequência* – a estabilidade de frequência é a capacidade de um sistema de potência em manter a frequência dentro de uma faixa determinada após uma perturbação do sistema que possa resultar na subdivisão do sistema em subsistemas.
- *Estabilidade de Tensão* – a estabilidade de tensão é a capacidade do sistema de potência em manter valores de tensão aceitáveis em todas as barras do sistema sob as

condições normais de operação e após uma perturbação. Ao ultrapassar este limite, as tensões entram em colapso. É subdividida em estabilidade de tensão de curto e de longo prazo.

3.1.2 Esquema de Rejeição de Cargas em Problemas de Estabilidade

Os sistemas elétricos típicos sujeitos a problemas de instabilidade são aqueles onde existe paralelismo entre diferentes geradores. A Figura 1 ilustra um sistema desse tipo. A deficiência de geração nesses sistemas faz com que a máquina primária dos geradores desacelere devido ao excesso de carga e resulte na redução da frequência de operação. Nesta situação os reguladores de velocidade destas unidades irão atuar, aumentando a potência mecânica entregue no eixo das máquinas síncronas, e conseqüentemente, aumentando a potência elétrica injetada na rede, até que a frequência retorne para o valor nominal de operação. Em casos severos a excursão dos valores de frequência irá além dos valores toleráveis para a unidade de geração, o que ocasionará atuação da proteção de subfrequência da unidade. Este evento aumenta ainda mais o déficit de geração e a perda de unidades geradoras ocorrerá em cascata, ocasionando o colapso e a perda total da planta. Para que isto não ocorra, é necessário que se tenha um esquema automático de controle que rapidamente identifique o déficit de geração e execute ações necessárias para que o balanço de potência seja restabelecido. Devido à inércia inerente do sistema de geração, o único meio de executar rapidamente esta tarefa é eliminando cargas [2].

Nesses tipos de sistemas, diversos critérios e procedimentos devem ser considerados para a concepção de esquemas de rejeição de cargas, tais como: sobrecarga máxima, número de passos, dimensão da carga rejeitada em cada passo, ajustes de frequência, temporizações e localização dos relés de frequência. Em adição, o sistema deve ser estudado com respeito a eventual sobrecarga que poderá haver no caso de desligamento de unidades de geração primordiais para o sistema, bem como de linhas ou barras. Estudos de estabilidade podem ajudar na identificação de áreas críticas [3].

Todos os tipos de esquemas de rejeição citados no capítulo anterior podem ser aplicados em sistemas elétricos passíveis de problemas de instabilidade. No entanto, a função de descarte geralmente é realizada através da implementação de esquemas de descarte baseado em relés de subfrequência (função 81). Como dito, nesse esquema, relés de subfrequência identificam a deficiência de geração do sistema através do desvio de frequência e a partir de um determinado valor de referência e um *delay*, atuam em um ou mais disjuntores de carga. A metodologia para parametrização destes relés é baseado em estudos e simulações *off-line*, onde são definidos estágios de operação para diferentes

valores de frequência, cortando um determinado percentual de carga para cada faixa detectada [2]. A literatura [11] e [12] apontam diversas dificuldades e problemas relacionados à implementação deste tipo de esquema, tais como:

- *Tempo de resposta lento* – além do tempo necessário para que a frequência atinja o valor de referencia parametrizado no relé deve-se adicionar um tempo de *delay* necessário para que não ocorram atuações indesejadas em excursões transitórias de frequência. Além disto, a atuação dos relés é feita em estágios, sendo que em cada estágio mais atrasos são adicionados ao tempo total do descarte.

- *A carga descartada geralmente é maior do que a carga necessária* – a metodologia utilizada para a parametrização dos relés utiliza estudos *off-line* conservadores, considerando níveis de geração modestos e contingências severas. Isto significa que mais carga do que o necessário será cortada na ocorrência de contingências não tão severas. Além disto, os estudos *off-line* utilizados são baseados em valores fixos de carga enquanto que na realidade a carga varia com o tempo. Isto introduz características randômicas ao problema que podem comprometer o resultado do descarte.

- *Falta de flexibilidade de operação* – em plantas redundantes existem vários caminhos de alimentação para uma mesma carga. Na ocorrência de manobras programadas ou contingências, a topologia do sistema pode ser alterada e desta forma pode ser necessário alterar os disjuntores que atuarão no esquema de descarte de cargas para que se mantenha o mesmo desempenho da topologia original. Em sistemas complexos a falta de flexibilidade deste tipo de solução pode inviabilizar a sua implementação.

3.2 Controle de Demanda

A medição de energia elétrica é empregada, na prática para possibilitar à entidade fornecedora o faturamento adequado da quantidade de energia elétrica consumida pelo usuário e, também, permitir que a unidade consumidora possa redistribuir entre os seus consumidores internos o consumo totalizado de energia e assim fazer a distribuição interna de custos com energia [7].

Visto a importância de realizar a medição de energia, a concessionária e o consumidor têm grandes interesses na medição correta e exata das grandezas de faturamento, já que implicam diretamente nas despesas financeiras das empresas. A energia elétrica é uma “mercadoria” comercializada como outra qualquer, tendo então algumas implicações de ordem prática. Devido a grande complexidade para realização da medição e faturamento de

energia elétrica, os medidores de energia e de demanda, foram evoluindo ao longo do tempo [13].

Os problemas da gestão de energia, só foram percebidos após a conscientização ecológica e a acentuada crise energética brasileira, ocorrida após o ano 2000. O Sistema de Gestão de Energia Elétrica, portanto, é um complexo e específico sistema capaz de gerenciar o consumo de energia elétrica, prevendo e advertindo os operadores nos momentos em que ocorrem estouros de consumo de energia, bem como de cortar, automaticamente, o consumo de dispositivos, com respeito à escala de prioridades e hierarquia pré-definidas [13].

3.2.1 Demanda *versus* Consumo

De acordo com [15], a resolução 456, no Art. 2º, § VIII: “Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado”. No Brasil o intervalo de tempo (período de integração) é de 15 minutos, portanto, em um mês terá: $30 \text{ dias} \times 24 \text{ horas} / 15 \text{ minutos} = 2880 \text{ intervalos}$.

Muitas vezes os consumidores confundem os valores de demanda e consumo numa tarifa de energia elétrica, prejudicando seus custos e ressaltando o importante papel que o Engenheiro Eletricista deve exercer.

A demanda, segundo [13], representa a estrutura de geração e transmissão da energia elétrica que a concessionária disponibiliza ao consumidor. Ela é disponibilizada perante contrato com a concessionária, onde esta se responsabiliza em manter essa estrutura de fornecimento e o consumidor, por sua vez, compromete-se a pagar por essa estrutura, usando-a ou não, e ele também não deve ultrapassar os valores contratados podendo ser cobradas multas pesadas, caso isso ocorra.

Já o consumo representa a quantidade de energia ativa consumida. Comparando com um sistema mecânico, a demanda representa o quão rápido um trabalho foi executado (potência) e o consumo representa o trabalho executado. Portanto, para um mesmo consumo, podem ter demandas diferentes [13].

3.2.2 Ultrapassagem de Demanda

A monitoração é realizada através da média dos 15 minutos de integração. A demanda de Energia é contratada junto à concessionária (paga-se por ela independente do uso).

Sua medição é realizada com base na “média” dos 15 minutos de integração de demanda. Segundo [14], a ultrapassagem de demanda elétrica é controlada com base nos valores médios da integração de 15 minutos, ou seja, a demanda média de 15 minutos não pode ultrapassar a demanda contratada, caso ocorra à ultrapassagem a concessionária cobrará a multa com base no maior valor registrado. De acordo com o tipo de consumidor existe uma tolerância sobre o valor de demanda contratado para que não haja cobrança de multas, conforme definido na resolução 456 de 29 de novembro de 2000, Art. 2º, § VIII [15]:

- 5%, para as unidades cuja tensão de fornecimento seja maior ou igual a 69 kV (tarifa- azul);
- 10%, para as unidades cuja tensão de fornecimento seja menor que 69 kV e no mês de faturamento, a demanda para fora de ponta (tarifa azul) e a demanda (tarifa- verde), sejam superiores a 100 kW;
- 20%, para as unidades atendidas com tensão inferior a 69 kV, e no mês de faturamento, a demanda fora de ponta (tarifa azul) e demanda (tarifa verde) de 50 a 100 kW

A Tarifa Verde, segundo [16], é uma modalidade que só pode ser aplicada a unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV (A3a, A4 e AS), sendo necessário um contrato específico, com as seguintes características:

- Um único valor de demanda contratada (KW), independente do posto horário (ponta ou fora de ponta), sendo aplicada uma única tarifa para esta demanda;
- Dentro do período de faturamento, a demanda faturável será o maior valor dentre a demanda contratada e a demanda medida;
- Um único valor de tarifa para o caso de ultrapassagem de demanda.

A Tarifa Azul, de acordo com [16] é considerada a modalidade tarifária que tem aplicação compulsória para as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV (A1, A2 e A3), sendo opcionais para demais consumidores. Exige um contrato específico entre a distribuidora de energia e o consumidor onde, destacam-se as seguintes cláusulas:

- Dois valores de demanda contratada (kW), um para o segmento de ponta e o outro para o segmento fora de ponta;
- Para cada posto horário é aplicado uma tarifa diferente, sendo a tarifa de ponta da ordem de 3 vezes o valor da tarifa fora de ponta;
- Dentro do período de faturamento, a demanda faturável será a maior dentre a demanda contratada e a demanda medida em cada posto horário;
- São aplicadas tarifas diferentes para o período de ponta e fora de ponta em caso de ultrapassagem da demanda contratada.

3.2.3 Esquema de Rejeição de Cargas em Controle de Demanda

O método de controle de demanda define a estratégia que o controlador irá utilizar para monitorar e controlar a demanda. É, portanto, sua componente mais importante, afinal é o método de controle quem determina a maior ou menor precisão do controlador [13].

Os métodos de controle podem ser: janela móvel, retas de cargas ou retas inclinadas e preditivo adaptativo.

O chamado algoritmo de Janela Móvel, desenvolvido no final da década de 70, para uso nos primeiros controladores microprocessados, nada mais é que um processamento *first-in first-out* (o primeiro que entra é o primeiro que sai), onde a janela de 15 minutos é dividida em compartimentos. Em cada compartimento é armazenado o total de pulsos de energia contados no correspondente período de tempo. Para exemplificar facilmente, diz-se que este compartimento é de 1 minuto. Então, a cada minuto, o controlador descarta o número de pulsos contados há 16 minutos, e acrescenta o número de pulsos contados no último minuto, conforme ilustra a Figura 6 [13].

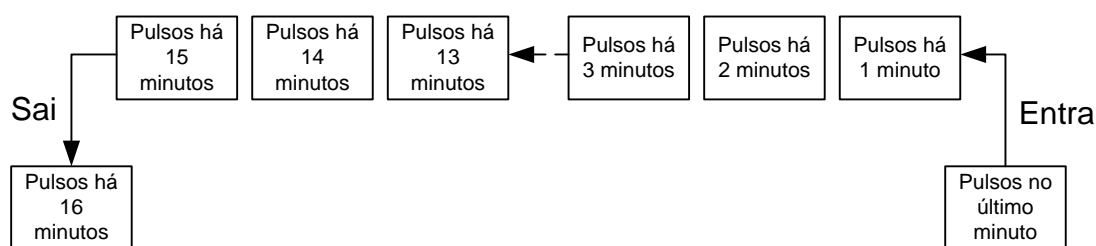


Figura 6 – Método de controle por Janela Móvel.

A Demanda Projetada, neste sistema, nada mais é que a demanda média dos últimos 15 minutos, independentemente do fato de estar no início, no meio ou no fim do intervalo de integração de 15 minutos. Trata-se de um algoritmo assíncrono em relação à medição da concessionária, que utiliza o pulso de sincronismo apenas para o armazenamento dos valores na memória de massa do controlador. A Demanda Projetada pelo algoritmo da janela móvel reflete o que ocorreu no passado, e não, a tendência da demanda para o futuro, ou para o final do intervalo de 15 minutos atual [13].

O método de Retas de Cargas ou Retas Inclinadas surgiu em meados da década de 80, e pode-se dizer que eram algoritmos que faziam uma "regra de três" com o número de pulsos acumulado no intervalo, o tempo transcorrido, o tempo total do intervalo (15 minutos), para chegar à Demanda Projetada. Este algoritmo é síncrono à medição da concessionária, pois não considera valores do intervalo anterior na projeção do intervalo atual. Entretanto, apresenta grandes erros no início de cada intervalo [13].

A Figura 7 ilustra o funcionamento do método de controle por Retas Inclinadas. Uma análise mais atenciosa da figura mostra que a tendência de ultrapassagem da demanda máxima se iniciou no instante t_1 , tendo sido detectada pelo algoritmo apenas no instante t_2 . Isto ocorre tanto quando a demanda sobe, como quando ela cai. A demora na tomada de decisões é o principal defeito deste algoritmo. O método Preditivo Adaptativo utiliza na parte preditiva a medição sincronizada com a concessionária integrando os pulsos recebidos a partir do instante zero (chegada do sincronismo) e trabalhando sempre com a projeção da demanda dentro do intervalo de integração e com o conhecimento prévio do valor da potência da carga, podendo ainda operar de forma adaptativa [13].

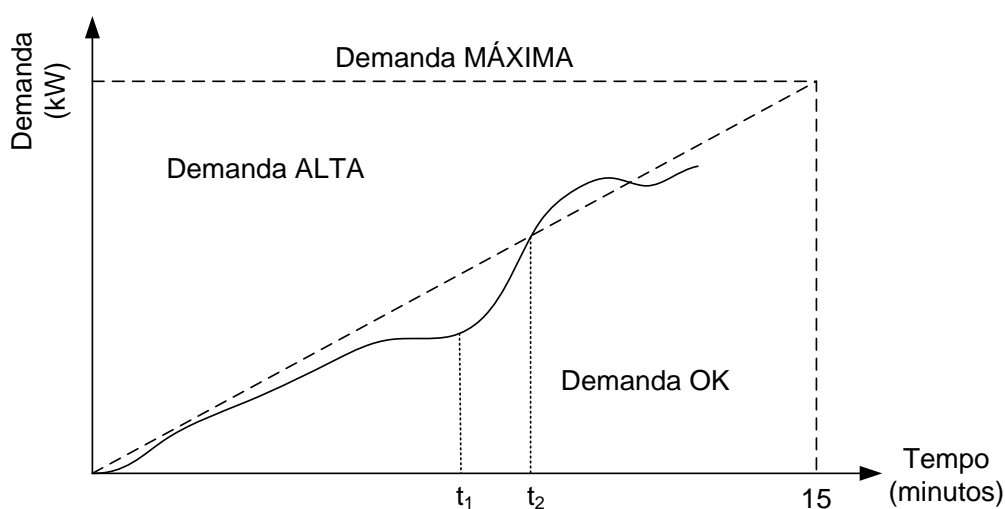


Figura 7 – Método de controle por Retas Inclinadas [13].

É muito importante ressaltar que dentro do método de controle preditivo têm-se diversas variantes que traduzem em mais ou menos eficiência em termos de otimização da frequência de chaveamento das cargas elétricas. Por exemplo, têm-se uma variante que se vale de duas retas inclinadas fixas associadas aos dois (e únicos) níveis gerais de liga/desliga válidos para todas as cargas controláveis, e por isso tem seu desempenho comprometido e restrito a estes dois níveis. Outra variante, por sua vez, adota o método de retas inclinadas ajustáveis (não fixas), permitindo um desempenho superior ao método por retas inclinadas fixas. Neste método por retas ajustáveis o controle modula as cargas (liga/desliga) antes de fechar a demanda registrada pela concessionária. Em outras palavras o controle antecipa a modulação de carga para obter a demanda máxima desejada. Além da característica de predição inteligente apresentada acima o algoritmo de controle de demanda adotado possui capacidade de adaptação às condições operacionais e de processo, denominado de Controle Adaptativo. Este método se caracteriza por prioridades de atuações sobre as cargas controláveis que se alteram automaticamente durante o período de integração em função de uma variável elétrica ou de processo

(demanda média, consumo, temperatura, pressão, vazão, etc.) ou em função de uma condição operacional quaisquer configuradas pelo usuário em tempo real. Com este recurso pode-se alterar dinamicamente as prioridades sobre as cargas controláveis em função de mudanças na linha de produção ou ainda visando atuar prioritariamente sobre as cargas que pertençam ao setor responsável pela tendência de ultrapassagem de sua própria demanda setorial [13].

Pode-se dizer que os métodos de controle de demanda abordados nesse item fazem parte do Esquema de Rejeição Inteligente de Cargas descrito no capítulo anterior, uma vez que essas lógicas, normalmente, fazem uso de medidas obtidas por meio de IEDs e necessitam de uma unidade de processamento para serem realizadas.

3.3 Sobrecarga de Equipamentos Elétricos

Como explicito na seção Estabilidade em Sistemas Elétricos, a ocorrência de uma contingência em sistemas onde há o paralelismo entre diversas fontes geradoras, introduz um decréscimo na frequência, que pode atingir valores não tolerados e, por fim, pode levar o sistema à instabilidade. Isso não ocorre em sistemas como o da Figura 8, cuja alimentação principal proveniente da concessionária de energia é composta por transformadores em paralelo.

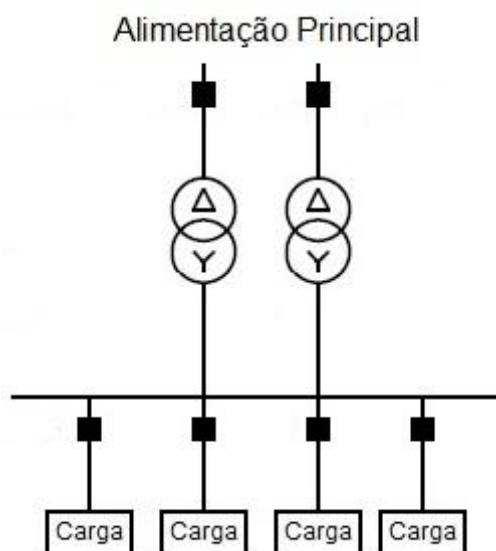


Figura 8 – Sistema de potência

A saída de um dos transformadores do sistema devido a alguma contingência pode levar à sobrecarga do outro transformador. Essa sobrecarga não será detectada por meio de relés de subfrequência como nos casos de problemas de Estabilidade, já que a frequência

do sistema continuará a mesma, uma vez que a carga total atendida pela alimentação principal é a mesma.

O carregamento de transformadores sempre foi um assunto muito discutido na comunidade científica e a aplicação de uma carga superior a nominal pode trazer riscos ao equipamento. Até mesmo a expectativa de vida do isolamento traz controvérsia, pois como é baseada na temperatura do ponto mais quente, normalmente na espira mais interna e elevada do enrolamento, muitos fatores acabam influenciando essa temperatura [8].

3.3.1 Esquema de Rejeição de Cargas em Problemas de Sobrecarga de Equipamentos

A ocorrência de uma contingência de transformador não altera a topologia do sistema, no entanto afeta a capacidade disponível de cada barra do sistema. A sub-rotina típica para os esquemas de rejeição de cargas deve ser executada a cada período de atualização, a fim de preparar a tabela de cargas a serem rejeitadas para este tipo de contingência para cada um dos transformadores de maneira individual.

Esta sub-rotina consiste em verificar quais barras serão afetadas com uma possível contingência de um transformador e atualizar a capacidade disponível das barras afetadas. O esquema de rejeição de cargas receberá as entradas digitais de *status* dos equipamentos do sistema de potência a cada período de atualização para determinar se cada um dos transformadores está alinhado ou não a cada uma das barras do sistema.

Assim, se uma determinada fonte estiver ligada e alinhada a uma barra, no caso de uma contingência desta fonte, o esquema de rejeição de cargas deve excluí-la da capacidade disponível da barra. O algoritmo da rotina de contingência de transformadores é apresentado na Figura 9.

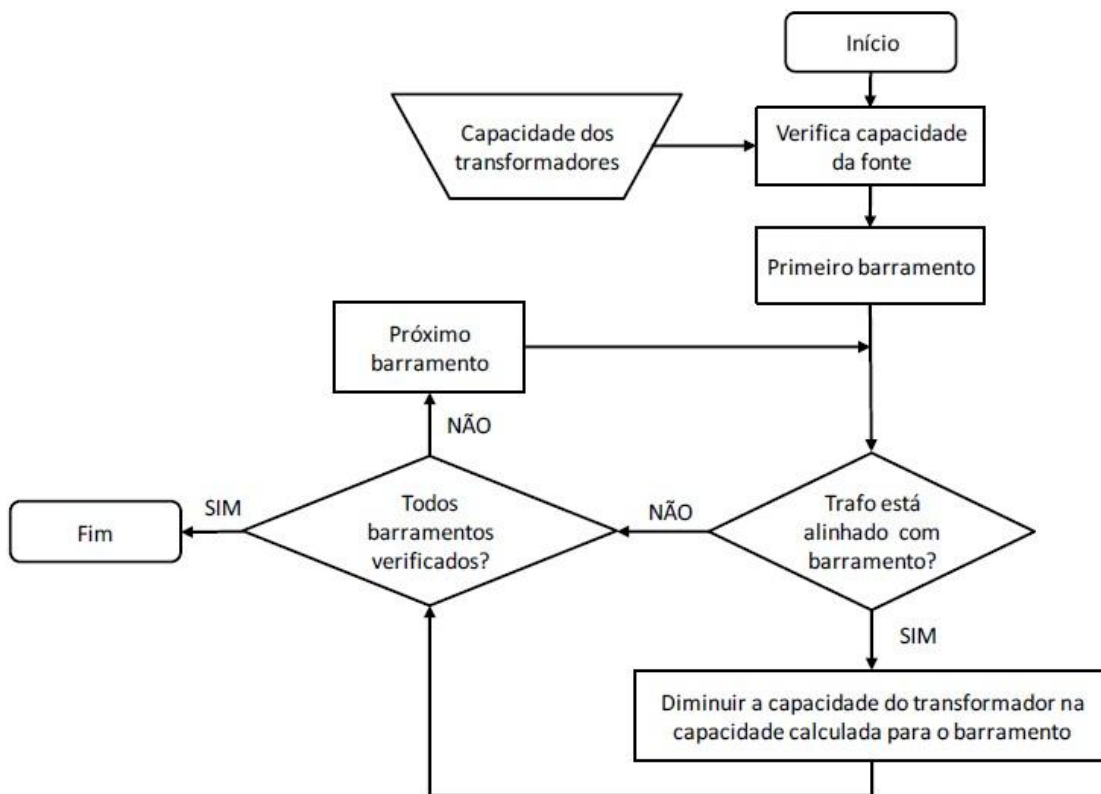


Figura 9 – Algoritmo de uma rotina típica de contingencia de transformadores.

Capítulo 4

Automação em Sistemas de Potência

Para que seja possível realizar um esquema de rejeição de cargas em um sistema de potência, alguns requisitos de automação devem ser considerados.

4.1 Definição de Automação de Sistemas de Potência

Segundo [9], a Automação de Sistemas de Potência é um esquema de gestão, controle e proteção de um sistema de energia elétrica. Isto é conseguido pela obtenção de informação em tempo real a partir do sistema, tendo grandes aplicações em controle remoto e local e proteção elétrica avançada. Os ingredientes principais de um sistema de automação de energia do sistema são a inteligência local, comunicação de dados e controle de supervisão e monitoramento.

Automação do sistema de potência consiste nos seguintes componentes principais:

- Proteção Elétrica
- Controle
- Medição
- Monitoramento
- Comunicação de Dados

A Figura 10 descreve a estrutura funcional da automação de sistemas de potência.



Figura 10 – Estrutura funcional da automação de sistemas de potência [9].

4.1.1 Proteção Elétrica

A proteção elétrica ainda é um dos componentes mais importantes de qualquer sistema elétrico. Tem a finalidade de proteger o equipamento e o pessoal, e limitar o dano no caso de uma falha elétrica.

A proteção elétrica é uma função local e deve ser capaz de funcionar de maneira independente do sistema de automação, se necessário, embora seja uma parte integrante dele. As funções de proteção elétrica nunca devem ser comprometidas ou restringidas em qualquer sistema de automação de energia do sistema [9].

4.1.2 Controle

Pode-se dividir o Controle da arquitetura funcional da automação de sistemas de potência em duas categorias: Local e Remoto. O controle local consiste em ações que o dispositivo de controle pode, logicamente, tomar. A intervenção humana é limitada e os riscos devido à ausência dessa intervenção são bastante reduzidos. O controle local também deve operar mesmo sem o apoio do resto do sistema de automação do sistema, exceto medição, que é sempre necessária [9].

As funções de controle remoto servem para controlar subestações remotamente a partir do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Os comandos podem ser dados diretamente aos dispositivos de controle remoto, por exemplo, abrir ou fechar um

disjuntor. Isto elimina a necessidade de pessoal ir para a subestação para realizar operações de comutação, e essas ações podem ser realizadas de maneira mais rápida, sendo uma enorme vantagem em situações de emergência [9].

Um ambiente de trabalho mais seguro é criado e enormes perdas na produção podem ser evitadas. Além disso, o operador ou engenheiro no terminal SCADA tem uma visão holística do que está acontecendo em toda a planta ou fábrica, melhorando a qualidade da tomada de decisão [9].

4.1.3 Medição

Segundo [9], as informações em tempo real sobre a subestação ou painéis de disjuntores são coletadas e, geralmente, são exibidas em uma sala de controle central e/ou armazenadas em um banco de dados. A medição consiste:

- Medições elétricas - tensões, correntes de energia, fator de potência etc.;
- Outras medições analógicas, por exemplo, temperaturas de transformadores;
- Registros de perturbação para análises de falhas.

A enorme quantidade de informações em tempo real recolhida pode ajudar em estudos sobre a rede, como análises de fluxo de carga e auxiliar no planejamento de forma a evitar grandes perturbações na rede elétrica [9].

4.1.4 Monitoramento

Informações como o registro de sequência de eventos ou informações sobre configurações de relés pode ajudar em análises de falhas, determinar o que aconteceu, quando aconteceu, onde aconteceu, e em que sequência. Isto pode ser utilizado para melhorar a eficiência do sistema de alimentação e proteção. Procedimentos de manutenção preventiva podem ser usados com base nas informações sobre as condições do sistema obtidas no monitoramento [9].

4.1.5 Comunicação de Dados

A comunicação de dados é o núcleo de qualquer sistema de automação de sistemas de potência. Sem comunicação, as funções de proteção elétrica e controle local continuarão funcionando, e o dispositivo local pode armazenar alguns dados, mas o sistema de automação pode não funcionar. O modo de comunicação irá depender da arquitetura usada, e a arquitetura pode, por sua vez, depender do modo de comunicação escolhido [9].

4.2 Arquitetura da Automação em Sistemas de Potência

Atualmente existem diversas arquiteturas para implementar os componentes de automação do sistema de energia. É importante perceber que em um simples *layout* é difícil ilustrar exclusivamente um sistema de automação. No entanto, os sistemas mais avançados de hoje estão se desenvolvendo em direção a uma arquitetura básica comum [9]. Esta arquitetura é ilustrada na Figura 11.

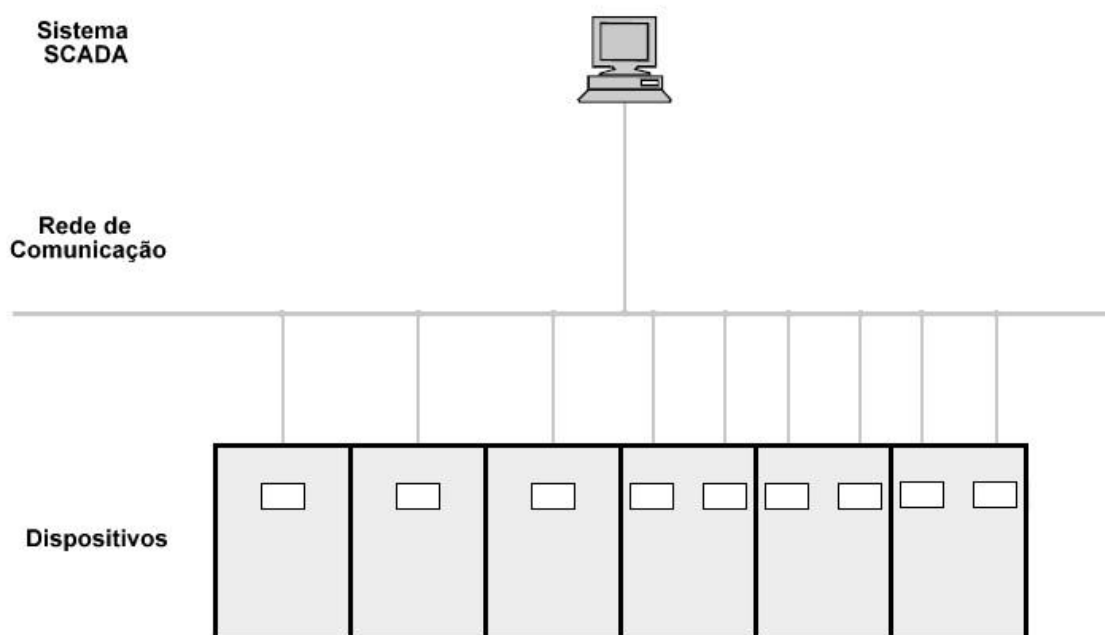


Figura 11 – Arquitetura básica da automação de sistemas de potência [9].

4.2.1 Dispositivos

Os dispositivos presentes na automação de sistemas de potência consistem nos IEDs, relés de terceira geração baseados em microprocessadores e/ou unidades terminais remotas (RTUs). Eles recebem entradas analógicas provenientes de transformadores de corrente (TCs), transformadores de tensão (TPs) e transdutores em diversos painéis de manobra, bem como entradas digitais de contatos auxiliares ou outros dispositivos de campo ou outros IEDs. Eles podem realizar cálculos complexos e fornecer uma saída tanto para o sistema SCADA, quanto para outros instrumentos de campo ou até mesmo de volta para o quadro para que sejam executados alguns comandos, por exemplo, abrir um disjuntor [9]. No item 4.3 serão fornecidas maiores informações sobre os dispositivos aqui abordados.

4.2.2 Rede de Comunicação

A rede de comunicadores trabalha para que dados brutos, informações processadas e comandos sejam transmitidos rapidamente, de forma eficaz e livre de erros entre os vários instrumentos de campo, IEDs e o sistema SCADA. Em redes modernas, o meio físico é predominantemente de cabos de fibra ótica, apesar de também existir cabos de cobre interligando vários dispositivos dentro de uma subestação. A rede de comunicação serve como a interface entre o *bay* e o nível de estação SCADA, que pode ser uma estação mestre SCADA na subestação ou remotamente em uma sala de controle central [9].

4.2.3 Sistema SCADA

O sistema SCADA abrange a coleta de informações (aquisição de dados), a transferência de dados através dos meios físicos e o processamento e exibição de dados na estação mestre. A estação mestre também é usada para centralizar o controle sobre a rede de comunicação. Portanto, o mestre SCADA tem efetivamente o controle completo da automação do sistema de potência [9].

As estações mestres do sistema SCADA foram originalmente destinadas para se comunicar com as unidades terminais remotas. Posteriormente, foram criados softwares para que o sistema SCADA se comunicasse com CLPs. Hoje em dia os *softwares* disponíveis permitem que o sistema SCADA se comunique com qualquer dispositivo que tenha capacidade de comunicação [9].

4.3 Acesso Remoto e Inteligência Local

A operação remota é aquela possível de ser realizada fora da subestação, via centro de operação, ou na própria, através de um sistema supervisor [17].

Supervisionamento de estados e acionamento de equipamentos conectados ao sistema de automação, bem como geração de relatórios periódicos de eventos e grandezas, são exemplos de operações possíveis de serem executadas remotamente por uma interface homem máquina (IHM) [17].

A implementação dos IEDs é de fundamental importância, uma vez que, sem eles, o acesso remoto é inviável. Equipamentos como relés digitais, entre outros, podem ser considerados IEDs, uma vez que possuem a capacidade de se comunicar através de um

protocolo de comunicação, além de apresentarem um determinado nível de inteligência local.

O interfaceamento entre equipamentos de campo e um computador mestre é realizado pelas RTUs. Estas funcionam como verdadeiros concentradores de dados, que são processados e transmitidos para um sistema supervisor.

4.3.1 A Unidade Terminal Remota

A unidade terminal remota ou RTU (*Remote Terminal Unit*) foi desenvolvida com o objetivo de atuar como uma interface de comunicação entre instrumentos de campo e um mestre SCADA. As RTUs inicialmente faziam pouco mais do que converter as informações dos instrumentos para a linguagem SCADA e enviar as informações através dele.

As indústrias de serviços elétricos públicos foram as primeiras a usar RTUs em subestações de grande porte para coletar uma grande quantidade de dados digitais e analógicos, tais como alarmes, eventos e medições para enviá-los até a estação SCADA, onde podiam ser vistos pelo operador, postas em prática e/ou armazenadas para fins de histórico [9].

As RTUs se desenvolveram para tornar mais inteligentes e funções locais controle foram cada vez mais utilizadas nestes dispositivos, restringindo as possibilidades de erro humano. Funções de controle locais foram incorporadas para eliminar a necessidade de contar com a estação principal, aproximando-se da filosofia dos CLPs .

Isso avançou para o estágio em que praticamente todas as funções de controle da subestação seriam incorporadas a uma RTU, grande e poderosa com uma interface para uma estação SCADA. Isto tem a desvantagem de que o funcionamento da subestação se torna totalmente dependente de um dispositivo, mas subestações desse tipo têm sido desenvolvidas com confiabilidade e os equipamentos dos principais fabricantes raramente sofrem falhas catastróficas [9].

As subestações com RTUs são, por natureza, muito caras, por isso seu uso é economicamente justificável apenas em subestações de transmissão. A enorme quantidade de fiação necessária para uma central RTU iniciou os desenvolvimentos de pequenos RTUs, projetado para ser instalado próximo ao quadro e comunicar com o mestre RTU. Esta exigência das RTUs se comunicarem umas com as outras promoveu o conceito de comunicações dentro de um ambiente de subestação [9].

Um pequeno passo a partir desse ponto habilitou as pequenas RTUs para se comunicarem diretamente com a estação SCADA e esse desenvolvimento tem feito RTUs uma opção acessível e justificado para subestações de distribuição.

4.3.2 Controladores Lógicos Programáveis

O controlador lógico programável (CLP) foi desenvolvido especificamente para a automação de processos. No entanto, a versatilidade, facilidade de aplicação e custo relativamente baixo em comparação com os RTUs facilitou a sua utilização em muitas subestações industriais, principalmente na América do Norte [9].

A principal desvantagem do uso de CLPs num ambiente subestação é a sua fraqueza inerente de comunicação com relés.

A funcionalidade lógica de CLPs foi copiada nos relés avançados de certos fabricantes, criando relés que têm a capacidade adicional de realizar funções lógicas, funcionalidade de controle local, portanto, dando origem ao termo "relés inteligentes".

4.3.3 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes

Os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), de um modo geral, podem ser considerados quaisquer dispositivos que possuam algum tipo de inteligência local. Na indústria de proteção de sistemas de potência, o termo veio aparecer para descrever um tipo de dispositivo que tem a versatilidade de possuir funções de proteção, avançado controle de inteligência local, habilidades de monitoração e capacidade de comunicação diretamente com um sistema SCADA [17].

As funções de proteção normalmente são fornecidas em blocos funcionais distintos que são ativados e programados independentemente. A lista de proteção apresentada a seguir envolve algumas proteções esperadas nos mais avançados IEDs, embora nem todos incluam todas as proteções:

- Proteção de sobrecorrente trifásica, instantâneo e temporizado (ANSI 50/51);
- Proteção de sobrecorrente de neutro, instantâneo e temporizado (ANSI 50N/51N);
- Proteção de sobrecorrente direcional trifásica (ANSI 67);
- Proteção de sobrecorrente direcional de neutro (ANSI 67N);
- Proteção de desbalanceamento de corrente de fase (ANSI 46);
- Proteção de sobretensão trifásica (ANSI 59);
- Proteção de sobretensão residual (ANSI 59N);

- Proteção de subtensão trifásica (ANSI 27);
- Proteção de bloqueio por oscilação de potencia (ANSI 68);
- Função de religamento (ANSI 79);
- Proteção de sub/sobrefrequência (ANSI 81);
- Função de verificação de sincronismo (ANSI 25);
- Proteção de sobrecarga térmica (ANSI 49).

As funções de controle incluem controle local e remoto e são todas programáveis:

- Controle local e remoto para comandos de abrir e fechar disjuntores, seccionadoras, etc.
- Sequenciamento de controle;
- Intertravamento de dispositivos controlados;
- Interface homem-máquina (IHM) no dispositivo.

O monitoramento inclui as seguintes funções:

- Monitoramento das condições de disjuntor, incluindo tempo de operação, desgaste elétrico e programação de manutenção;
- Supervisão do circuito de abertura;
- Auto-monitoramento interno;
- Monitoramento da densidade de gás SF₆;
- Gravação de eventos.

A função de medição abrange a indicação de grandezas elétricas tais como correntes, tensões, potência ativa e reativa, energia, frequência, etc. [17].

Por definição, os IEDs são capazes de se comunicar com o sistema SCADA. Esta capacidade de comunicação é um dos aspectos mais importantes na automação de um sistema de potência, pois torna possível o acesso remoto [17].

Os IEDs são caracterizados por apresentarem portas seriais ou interfaces óticas, que permitem a comunicação a uma unidade mestre e seus dados podem então ser configurados e manipulados remotamente [17].

4.4 Histórico do Desenvolvimento da Automação de Sistemas de Potência

A automação de sistemas de potência se desenvolveu por causa da evolução tecnológica de diferentes indústrias. O resultado é que diferentes indústrias notaram o potencial de aplicar essas novas tecnologias para problemas específicos, como manobra de

subestação, o que contribuiu para as o surgimento das diferentes arquiteturas disponíveis hoje [9]. A "primeira revolução eletrônica", ou seja, a invenção do transistor, e "segunda revolução eletrônica" subsequente, a invenção da tecnologia digital, foram os pilares de literalmente todos os desenvolvimentos tecnológicos existentes hoje. Televisores, computadores pessoais, comunicação digital, exploração espacial. Tudo é possível devido a estes dois grandes avanços tecnológicos. Da mesma maneira, a evolução da indústria de relés de proteção foi possível devido a esses avanços na indústria eletrônica. Desde então, a evolução da eletrônica foi a espinha dorsal e impulso de quase todos os outros avanços tecnológicos em outras indústrias, incluindo a indústria de proteção [9].

Segue aqui um breve panorama da evolução destas indústrias e sua contribuição para o conceito de automação de sistemas de potência.

4.4.1 A Indústria de Proteção Elétrica

Até muito recentemente, a indústria de proteção desenvolvia os relés sem qualquer interface para a automação ou comunicações específicas. Isto se deve ao fato dos relés de proteção sempre serem vistos, dentro e fora da indústria de proteção, como uma parte vital e integral de qualquer conjunto de manobra, independentes, sem qualquer necessidade de se comunicar fora de sua zona de proteção, muito menos fora do ambiente da subestação. No entanto, isso mudou drasticamente ao longo dos últimos anos [9].

Os primeiros relés de proteção conhecidos foram os relés eletromecânicos. Os mais comuns foram os relés IDMT, de sobrecarga e os de fuga à terra, que basicamente são operados com o mesmo princípio de indução eletromagnética, utilizando um disco de metal para fechar um contato de disparo quando ocorrer sobrecorrente. Os relés térmicos de sobrecorrente também foram usados nos últimos anos, que contou com as propriedades as propriedades térmicas da circulação de corrente elétrica para ativar um contato de disparo. Os relés mais sofisticados desses primeiros anos foram os relés diferenciais de corrente, que tiveram que comparar dois valores para detectar uma falha elétrica [9].

Estes relés iniciais foram bastante estáveis e de confiança, desde que mantidas as suas manutenções. Infelizmente, devido ao grande número de relés, a manutenção foi negligenciada, resultando em uma perda de confiabilidade.

Outra grande desvantagem dos relés eletromecânicos verificada na época era a sua falta de precisão. Isso criou grandes problemas para o engenheiro de proteção na tentativa de alcançar a discriminação adequada dentro de limites ajustados. Essa falta de precisão, juntamente com a necessidade de ter mais confiança, direcionou as pesquisas para o desenvolvimento de projetos de relés mais avançados.

Houve melhorias nos projetos de relés, como a instalação de filtros RLC e usando material de contato superior como ligas de ouro, que serviu para aumentar a confiabilidade, estabilidade e precisão dos relés eletromecânicos. No entanto, o primeiro avanço revolucionário em design relé foi o desenvolvimento dos relés eletrônicos estáticos (nomeados "estáticos", porque não têm partes móveis, como o disco de rotação do relé eletromecânico). Embora esta nova tecnologia não tenha sido amplamente aceita, ela marcou uma nova direção de pensamento, rompendo com o padrão eletromecânico, tradicional e religiosamente aceito [9].

O relé eletrônico estático usava a nova tecnologia de transistores. Medidas de valores elétricos, como correntes e tensões, foram transformadas em valores eletrônicos, os quais foram comparados com os valores pré-estabelecidos para determinar quando o relé deveria atuar. Assim, o relé eletrônico ainda era um retransmissor analógico, uma vez que todas as funções eram realizadas com valores analógicos.

Estes relés ofereciam maior precisão, confiabilidade e versatilidade e não eram tão dependentes de manutenção como os relés eletromecânicos. Eles foram usados principalmente na indústria de transmissão para aplicações mais exigentes e complicadas, por exemplo, relés direcionais de regulação de tensão e relés diferenciais. Eles não ganharam grande aceitação no campo da distribuição de substituir o relé de sobrecorrente convencional e o relé de fuga à terra, principalmente por causa das seguintes características:

- Estes relés foram introduzidos em um momento em que a eletrônica ainda era considerada por muitos engenheiros conservadores como uma 'arte obscura';
- Seus princípios de operação eram complexos e de difícil entendimento para os engenheiros e técnicos que não tinham fundamentos em eletrônica, e, portanto, difícil de manter e reparar;
- Eles eram caros e só se tornou considerável economicamente em aplicações complexas;
- Eles eram sensíveis a picos de energia, falhas e quedas de tensão, necessitando a instalação de filtros e proteção contra surtos, aumentando a complexidade e os custos do projeto de proteção;
- Seu consumo era relativamente alto, criando uma grande demanda por energia auxiliar, especialmente em subestações de grande porte.

Os fabricantes ainda tentaram melhorar os seus projetos, visando uma maior aceitação dos relés eletrônicos estáticos, quando a segunda revolução da eletrônica mudou o mundo para sempre. A invenção da tecnologia digital.

Os primeiros relés baseados na tecnologia digital trouxeram grandes vantagens com o aumento da versatilidade e redução de custos. Além disso, eles consumiam somente uma fração da energia consumida pelos relés eletrônicos estáticos e devido a essa economia, podem-se incorporar os filtros requeridos para eliminar os problemas de estabilidade.

As configurações de proteção dos primeiros relés digitais eram feitas por chaves no painel frontal e as funções de proteção poderiam ser ligadas ou desligadas simplesmente alterando um interruptor, bem como a alteração das características da curva de tempo inverso. Eles eram praticamente livres de manutenção e os gerentes de manutenção estavam dispostos a enviar os relés aos fornecedores para reparos, em vez de formar os seus próprios técnicos e manter peças sobressalentes para reparos na empresa [9].

Os primeiros relés digitais foram limitados em sua capacidade de processamento, com funções lógicas basicamente restritas a portas AND e OR (agora denominados de primeira geração relés digitais). No entanto, não demorou muito para o primeiro relé totalmente microprocessados aparecer. Precisão, estabilidade, confiabilidade e tornaram-se inquestionáveis. A velocidade de operação tornou-se importante com os avanços no mercado de manobra. Os fabricantes começaram a equipar seus relés com capacidade de armazenamento de medição e dados. Agora, programáveis, surgiu a necessidade da capacidade de comunicação, de modo que o relé pudesse ser programado por meio de um computador portátil e os dados pudessem ser recuperados a partir dele. Esta foi considerada a segunda geração de relés digitais [9].

A comunicação com equipamentos foram inicialmente destinadas a facilitar a instalação, programação e manutenção dos relés, sem pensar em comunicações em tempo real.

As primeiras comunicações para relés eram muito básicas, inicialmente com RS-232 e depois utilizando RS-485. Alguns fabricantes desenvolveram suas próprias linguagens, por exemplo, SPABUS da ABB para a série de relés SPA. A indústria de comunicação eletrônica também estava em seus estágios iniciais de desenvolvimento, nesta fase, e as capacidades de comunicação dos relés tendiam a acompanhar o progresso no setor de comunicações, que era, e ainda é impulsionado por exigências da automação de processos e indústrias de computadores [9].

Simultaneamente, os relés foram se desenvolvendo para serem verdadeiramente multifuncionais, com mais de uma função de proteção (por exemplo, com função de sobrecorrente com tempo inverso e funções direcionais e diferenciais) a serem incorporadas em um dispositivo, dependendo de diferentes filosofias dos fabricantes sobre o assunto. Capacidades de medição precisa, comunicações avançadas, programação e capacidade de armazenamento de dados se desenvolveram rapidamente, introduzindo

assim a terceira geração de relés, que são os relés multifuncionais com capacidades avançadas de comunicação. Finalmente, a funcionalidade de controle inteligente foi incorporada, para promover o que hoje é conhecido como o dispositivo eletrônico inteligente (IED) [9].

4.4.2 A Indústria de Automação

A indústria de automação realmente surgiu com o lançamento da tecnologia. Antes disso, a automação era restrita aos antigos painéis de controle com relé de lógica a fio.

A tecnologia digital logo alimentou o lançamento do primeiro RTU e sistema SCADA, que mais tarde evoluiu para grandes sistemas de controle distribuído (DCS), bem como CLPs, que foram desenvolvidos especificamente para o controle de processo localizado. Originalmente, SCADA e PLC eram vistos como dois conceitos opostos e concorrentes, com artigos sendo publicados em abundância em revistas técnicas sobre o argumento de 'SCADA vs CLP e vantagens e desvantagens de cada tecnologia.

O sistema SCADA foi destinado para o controle de planta centralizada, e, portanto, era forte no controle de supervisão e de comunicação para as unidades remotas. Este é o local onde as comunicações industriais realmente se desenvolveram rapidamente e onde os protocolos de comunicação foram inicialmente introduzidos. A função original do RTU era a de coletar informações dos instrumentos em campo, traduzir as informações para a linguagem utilizada pelo supervisor, enviá-la através do supervisor, receber as instruções de volta e transmiti-la para os instrumentos de campo. Portanto, o RTU inicialmente agiu apenas como um *buffer* de comunicação e tradutor entre o supervisor e os instrumentos de campo [9].

A Figura 12 ilustra uma rede SCADA típica utilizada antigamente.

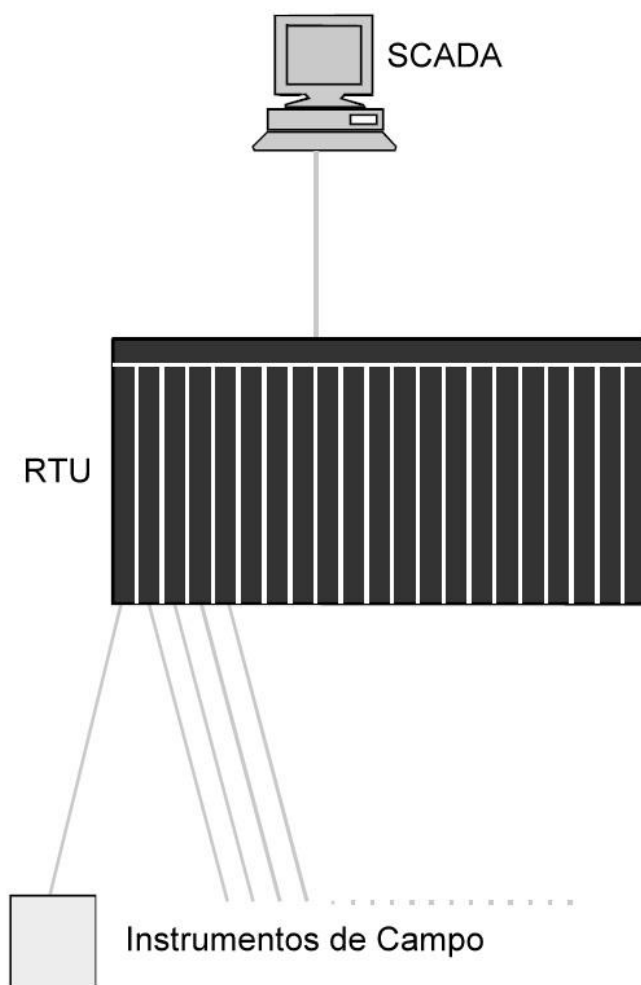


Figura 12 – Rede SCADA utilizada antigamente.

A tecnologia CLP foi destinada para o controle de processo localizado, e, portanto, era forte em inteligência local e bem adequada para o processamento de sinais analógicos. Os CLPs foram originalmente destinados a substituir os painéis lógicos complexos de revezamento, e não foram originalmente destinados para serem controlados por um supervisor e, portanto, eles não têm capacidade de comunicação forte. CLPs funcionavam de forma independente e o primeiro software 'supervisão' recebia informações dos CLPs, a fim de manter o operador da sala de controle informado do que estava acontecendo na usina (embora esta informação fosse muito limitada, principalmente restrita a estados atuais, com dados históricos normalmente inexistentes).

No entanto, o rápido desenvolvimento tecnológico ocorreu e os RTUs foram agraciados com inteligência local, a comunicação dos CLPs tornou-se mais amigável e as diferenças entre as duas tecnologias se tornaram menores. O sistema híbrido finalmente nasceu tendo CLPs e RTUs se comunicando com um poderoso sistema de supervisão.

A Figura 13 ilustra um sistema de controle típico em usado hoje em dia.

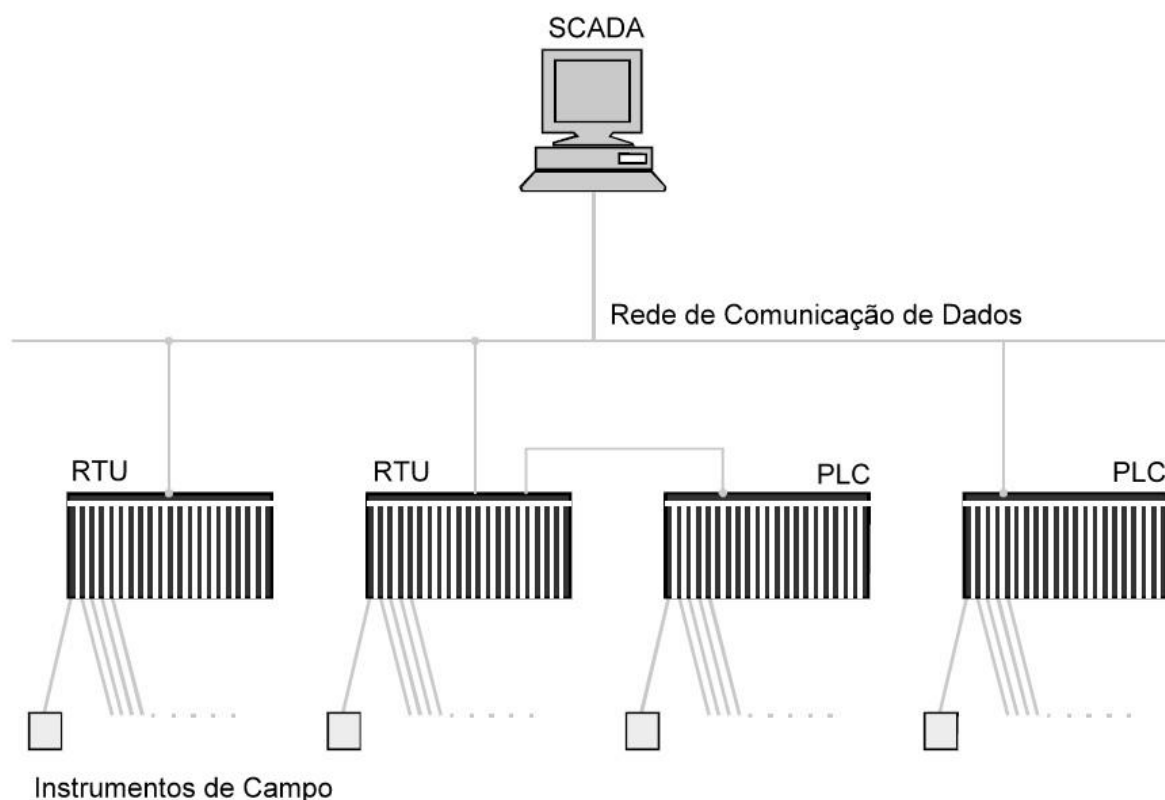


Figura 13 – Rede SCADA utilizada hoje em dia.

Uma restrição severa, existente até recentemente, na combinação de tecnologias era o fato do hardware e software supervisor, bem como os RTUs e CLPs, era de exclusividade do proprietário, pois todos os fabricantes desenvolviam o seu próprio protocolo de comunicação. Assim, produtos de fabricantes diferentes não podiam se comunicar na mesma rede. Felizmente, outra indústria estava crescendo em um ritmo incrivelmente rápido – A indústria da computação.

4.4.3 A Indústria da Computação

O computador digital é sem dúvida o resultado mais significativo da tecnologia digital e, provavelmente, a invenção mais importante e influente na história da humanidade. Os primeiros *mainframes*, apesar de muito poderoso, tinham suas aplicações limitadas, sendo principalmente restrito a empresas de grande porte, universidades e instituições governamentais por causa da enorme despesa na obtenção, operação e manutenção deste equipamento.

No entanto, isto mudou com a introdução do primeiro computador pessoal. Esta etapa tornou a tecnologia de computador disponível e acessível para grande parte da população do mundo, em suas casas e em seus locais de trabalho e realmente provocou uma

explosão de desenvolvimento tecnológico. Com estações de trabalho independentes, veio a necessidade de intercomunicação e as primeiras LANs (*Local Area Networks*) e WANs (*Wide Area Networks*) foram estabelecidas.

Os fabricantes de produtos de automação industrial perceberam as vantagens de tornar o seu software SCADA compatível com o PC normal, e logo PCs tornaram-se o núcleo do hardware de muitos sistemas SCADA, eliminando a necessidade de se ter um hardware determinado pelo fabricante. No entanto, o software ainda era muito dependente do proprietário, sendo apenas software capaz de falar com os produtos de um fabricante específico, usando um protocolo de comunicação próprio.

Os desenvolvedores de software rapidamente perceberam o enorme potencial do software SCADA que poderiam se comunicar com produtos de diferentes fabricantes e os primeiros pacotes de software independentes e abertos SCADA foram comercializados, suportando vários protocolos. Por fim, com este desenvolvimento foi possível ter uma estação central de supervisão e controle de equipamentos de fabricantes diferentes.

4.4.4 A Indústria da Comunicação

A maior parte do desenvolvimento no setor de comunicações foi alimentada por demandas de outras indústrias. Por exemplo, as comunicações industriais se desenvolveram devido a uma necessidade de automação industrial.

Portanto, o papel que a indústria de comunicações tem desempenhado, muitas vezes em segundo plano, para tornar os desenvolvimentos tecnológicos possíveis, nunca deve ser subestimado. A invenção mais influente desta indústria, sem dúvida, foi o cabo de fibra ótica, o que tornou possível a transferência de grandes quantidades de dados em distâncias enormes na velocidade da luz. Hoje, avançados sistemas de automação funcionam sem esse tipo de comunicação.

Da mesma forma, as comunicações por satélite têm desempenhado um papel fundamental em muitos desenvolvimentos tecnológicos, no entanto, ainda hoje é um meio de comunicação subutilizado e subestimado.

O poder de comunicação via rádio tem avançado muito nos últimos anos, o desenvolvimento foi muito além da sua função inicial de comunicações de voz. Os links de rádio modernos são muito confiáveis e possuem alta velocidade de comunicações e alta capacidade de dados.

Capítulo 5

Estudo de Caso

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso, onde será feita a especificação de um esquema de rejeição de cargas para um sistema elétrico de potência real, isto é, apresentará os requisitos e lógicas básicas para a implantação do esquema.

O sistema elétrico em questão é alimentado por uma linha de 138 kV em circuito duplo que alimenta uma subestação abaixadora em barra única composta por 3 transformadores 138/11,5 kV, sendo dois de 9,375 MVA operando em paralelo e um terceiro com capacidade de 40 MVA. A indústria possui um sistema de cogeração operando em regime de paralelismo com a concessionária conectado à barra única de 138 kV.

A Figura 14 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema de potência.

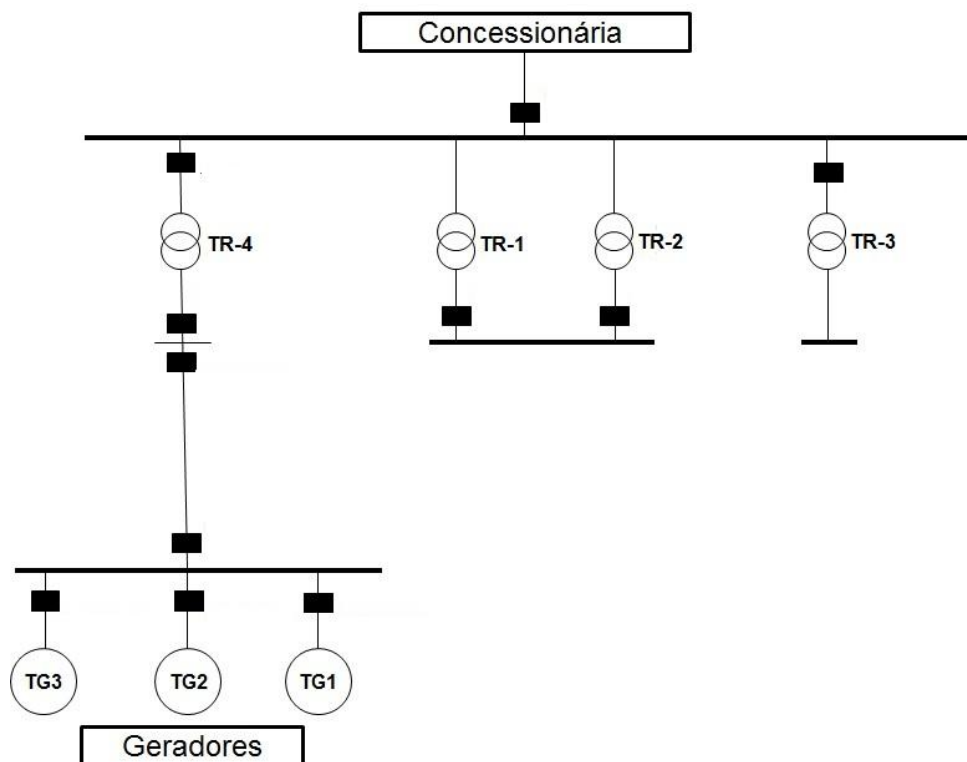


Figura 14 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de potência.

Considerando que a central de cogeração do sistema de potência estudado opera em regime de paralelismo com a rede pública, todo o seu sistema elétrico está sujeito a variações de tensão e frequência advindas de contingências na rede pública. Para se precaver das variações mais intensas, este sistema já possui proteções elétricas específicas na interligação dos sistemas com a função de separá-los em caso de contingência grave na rede pública ou no sistema elétrico não prioritário.

5.1 Descrição do Esquema de Rejeição de Cargas

5.1.1 Definições Preliminares

- *Topologia*: Condição operativa dada pelo *status* dos equipamentos de manobra;
- *Balanço de potência de uma barra*: Diferença entre a capacidade disponível e o carregamento de um determinado barramento;
- *Janela de tempo*: É um intervalo de tempo entre duas medições sucessivas (atualização do sistema de medição);
- *Tempo de processamento*: O intervalo de tempo após a atuação de um dispositivo de proteção (relé ou disjuntor) até o comando de rejeição de carga;
- *Tempo morto*: É o intervalo de tempo que as medições ficam fixas após uma perturbação. Deverá existir um intervalo de tempo durante os quais as medições feitas ficarão congeladas durante o transitório do sistema à medida que as cargas são desligadas.

5.1.2 Filosofia do Esquema de Rejeição de Cargas

Os sistemas de potência que possuem geração própria normalmente geram apenas uma parte da potência consumida, e o restante é comprado da concessionária. Os geradores operam sincronizados com a rede, de forma que se ocorrer o blecaute da concessionária, eles assumem automaticamente toda a carga, gerando como consequência sobrecarga nos mesmos.

Para aliviar a sobrecarga, deve ser implantado um sistema de rejeição de cargas, que identifica o blecaute e corta automaticamente todas as cargas excedentes, de forma que os geradores voltem à sua condição normal de operação, operando em ilha.

Este sistema de rejeição de cargas consiste basicamente em:

- Um conjunto de medições analógicas de potências ativas e reativas;
- Um conjunto de sinais digitais de entrada, basicamente contatos secos de disjuntores, relés de proteção e relés auxiliares de alta velocidade;

- Um conjunto de sinais digitais de saída, basicamente contatos secos para desligamento de disjuntores ou atuação de relés auxiliares de alta velocidade;
- Uma ou mais unidades para o processamento das informações e das lógicas de rejeição de cargas;
- Uma ou mais Estações de Operação para a visualização de diagramas, tabelas de prioridade, e demais informações.

Com as medições analógicas, o sistema deve fazer o balanço de potência do sistema, identificando as sobrecargas que podem ocorrer nos geradores em eventos determinados “ilhamentos”. O balanço entre carga e capacidade de geração deve ser efetuado para todas as ilhas que possam ser formadas e para todas as condições de geração possíveis em cada ilha.

Este balanço deve ser efetuado periodicamente e independente de eventos, o que não necessita de um tempo de varredura (*scan*) rápido. Para sistemas desse tipo, um tempo de varredura da ordem de 1 a 5 s é o utilizado. Esse tempo é baseado em experiências anteriores com sistemas de potencia desse porte.

O sistema deve possuir uma tabela de cargas ordenadas por prioridade, o que consiste em uma tabela que associa a cada carga um número de ordem na lista de corte. As cargas são atualizadas através de medição direta, com a mesma periodicidade do balanço do sistema. O operador do sistema define qual é a prioridade de cada carga. Caso a sobrecarga calculada seja maior que as cargas disponíveis para corte para uma determinada combinação ilha/geração, o sistema deve sinalizar isto claramente para o operador.

O corte efetivo é determinado por “gatilhos”, sinais lógicos de disjuntores e de relés de proteção que indicam a formação de ilha. Quando o sistema recebe o sinal de disparo via um ou mais sinais digitais, ele identifica qual ilha foi formada e qual é a situação dos geradores e dispara o gatilho para o corte das cargas pré-selecionadas para aquela combinação ilha/geração.

As cargas são rejeitadas em ordem crescente de prioridade, de acordo com a sobrecarga calculada para a ilha formada, já considerando uma reserva de capacidade para que os geradores possam controlar a frequência na ilha formada.

O sistema deve verificar se as cargas foram efetivamente cortadas através do monitoramento da posição dos respectivos disjuntores. Caso tenha ocorrido um disparo e após um tempo predeterminado alguma carga não tenha sido efetivamente cortada, o sistema deve emitir um alarme e enviar imediatamente um sinal de corte para as cargas

subsequentes na lista de prioridades de forma a cortar todo o montante de cargas calculado pelo sistema.

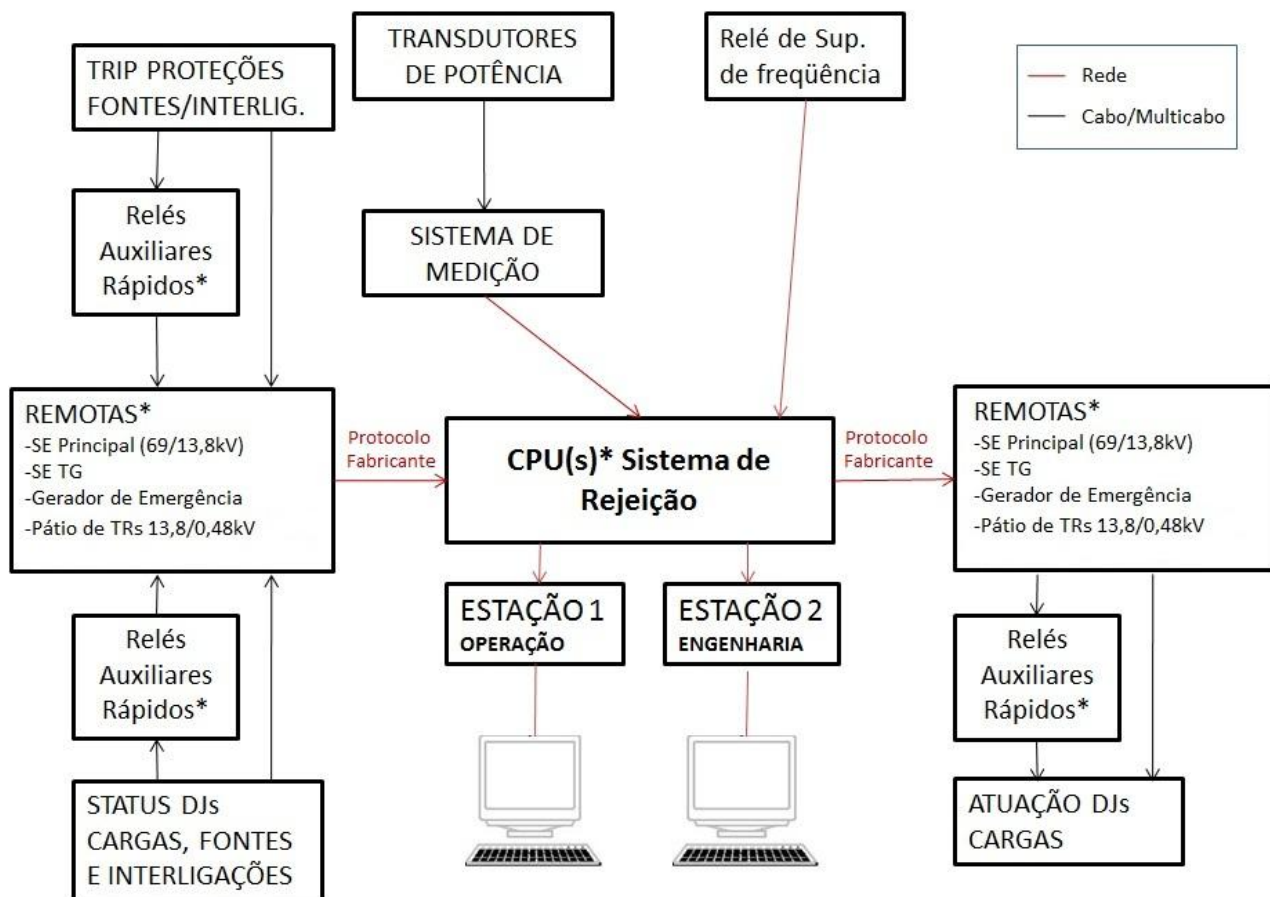
5.1.3 Arquitetura do Esquema de Rejeição de Cargas

O sistema de rejeição de cargas é composto pelos seguintes equipamentos:

- *CPU central*: desempenha as funções de:
 - Recebimento das medições de potência ativa e reativa;
 - Recebimento dos gatilhos de proteção e do estado de disjuntores;
 - Cálculo dos balanços de potência ativa e reativa e das sobrecargas;
 - Armazenamento da tabela de prioridade de cargas;
 - Geração das tabelas de corte;
 - Geração dos sinais de corte.
- *Estações Remotas com cartões E/S redundantes ou de Periferia*: A rede de comunicação entre CPU e estações remotas nas áreas deve ser redundante e baseada em fibras óticas.
- *Relés auxiliares de disparo rápido*: As saídas digitais para desligamento de cargas a serem rejeitadas atuam sobre relés de alta velocidade. Os sinais de entrada de disparo de corte abertura das principais fontes e interligações - também são verificados através de relés auxiliares rápidos acionados pelo sinal de *trip* dos relés de proteção, com backup pelos contatos auxiliares dos disjuntores.
- *Estações de Operação e Engenharia*: A operação do esquema de rejeição de cargas é feita a partir dessas telas.
- *Sistema de Medição*: As medições de demanda e balanço do sistema elétrico serão obtidas através de um novo sistema de medição, baseado em transdutores instalados diretamente nos cubículos e interligados à CPU do esquema de rejeição de cargas;
- *Relé de supervisão de frequência*: O disparo da rejeição de cargas será efetuado pelos sinais lógicos de abertura das fontes e interligações e pela atuação das principais proteções do sistema. Após o ilhamento, a frequência do sistema deve ser continuamente monitorada para que eventuais sobrecargas que não foram eliminadas pelo corte inicial sejam identificadas e prontamente eliminadas. O novo corte a ser efetuado deve ser diretamente proporcional à taxa de queda de frequência medida e inversamente proporcional ao número de geradores ligados à ilha formada. Para este monitoramento, é necessário que esteja instalado um novo relé de frequência digital com as seguintes especificações:

- Funções de subfrequência (mínimo de 2 estágios) e taxa de queda e frequência (mínimo de dois estágios);
- Oscilografia;
- Auto-monitoramento.

A Figura 15 apresenta um diagrama de blocos simplificado da arquitetura do esquema de rejeição de cargas.



*A solução de utilizar estações periféricas ou remotas, e a necessidade de utilização de relés auxiliares rápidos e de um maior número de unidades controladoras pode variar conforme a solução do fornecedor.

Figura 15 – Arquitetura simplificada do esquema de rejeição de cargas.

5.1.4 Diagnóstico de Falha/Monitoramento de Hardware

Todos os equipamentos utilizados na rejeição devem possuir auto-monitoramento e diagnóstico de falha de comunicação e de todos os seus componentes internos e interfaces.

5.1.5 Lista de Cargas e Tabela de Prioridade de Desligamentos

O esquema de rejeição de cargas tem por objetivo garantir a confiabilidade de toda a instalação elétrica, mantendo a maior quantidade possível de cargas importantes energizadas, mesmo em condições de indisponibilidade de uma ou mais fontes.

Para atender este critério deve ser efetuada a classificação de todas as cargas atribuindo a cada uma delas uma prioridade, numerada de forma sequencial, que determinará a ordem de desligamento no caso de uma ocorrência, garantindo a alimentação de cargas críticas (mais prioritárias) para o sistema elétrico. A ordem de desligamento é inversa à prioridade das cargas, isto é, as menos prioritárias serão cortadas em primeiro lugar. Esta lista é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Lista de carga e prioridade de cortes.

Prioridade	Processo	Demanda Estimada (kW)
45	Refinaria	89,3
44	Refinaria	148,1
43	Moagem	225,3
42	Moagem	227,3
41	Moagem	225,8
40	Moagem	271,1
39	Moagem	239,7
38	Moagem	233,0
37	Moagem	287,6
36	Moagem	251,7
35	Moagem	335,5
34	Moagem	239,7
33	Moagem	300,2
32	Moagem	275,1
31	Moagem	248,1
30	Moagem	130,4
29	Moagem	59,9
28	Moagem	323,6

27	Moagem	155,8
26	Moagem	275,6
25	Moagem	300,0
24	Moagem	263,9
23	Moagem	327,4
22	Moagem	275,9
21	Moagem	204,2
20	Moagem	215,7
19	Moagem	155,8
18	Moagem	167,8
17	Moagem	239,7
16	Moagem	263,6
15	Moagem	143,8
14	Moagem	363,9
13	Moagem	263,6
12	Moagem	191,7
11	Moagem	227,7
10	Moagem	251,7
09	Moagem	127,4
08	Moagem	575,2
07	Refinaria	122,6
06	Refinaria	152,2
05	Refinaria	130,4
04	Refinaria	239,7
03	Processo Seco	564,4
02	Processo Seco	50,0
01	Processo Seco	249,2

5.2 Diagrama Lógico Básico de Rejeição de Cargas

Este item tem por objetivo apresentar a lógica desenvolvida para efetuar a rejeição de cargas do sistema elétrico de potência do estudo de caso e as rotinas complementares envolvidas.

5.2.1 Lógica do Esquema de Rejeição de Cargas

A lógica do esquema de rejeição de cargas é descrita basicamente em três rotinas:

- Rotina principal de atuação;
- Cálculo da rejeição por balanço de potência;
- Rejeição por supervisão de frequência.

5.2.1.1 Rotina Principal de Atuação

Na Rotina Principal de Atuação é identificado o estado dos disjuntores e a configuração do sistema, um sinal de disparo é recebido através das entradas digitais de alta velocidade. Estes sinais são gerados pelos relés rápidos que detectam o sinal de *trip* dos relés de proteção, com *backup* pelo *status* dos respectivos disjuntores. Quando o sistema recebe o sinal de disparo via um ou mais sinais digitais, ele identifica qual ilha foi formada e dispara o gatilho para o corte das cargas pré-selecionadas para aquele ilhamento.

Deverá existir um intervalo de tempo durante os quais as medições feitas ficarão congeladas durante o transitório do sistema à medida que as cargas são desligadas. Este intervalo de tempo é o tempo morto e é da ordem de 6 s, e geralmente é ajustado na faixa de 2 a 300 s. Esse intervalo de tempo também é baseado em experiências anteriores com sistemas de potência desse porte.

O tempo morto deve ser contabilizado da seguinte forma: considerando o evento (recebimento dos sinais de proteção ou relés rápidos) é iniciado em t_0 :

- Deve ser considerado o balanço calculado em $t_0 - t_{\text{PRÉ-FALTA}}$. O tempo de pré-falta, $t_{\text{PRÉ-FALTA}}$, deve ser um valor ajustável também na faixa de 2 a 300 s;
- Para todos os eventos sequenciais ao evento inicial até $t_0 + t_{\text{MORTO}}$, deve ser considerado o mesmo balanço calculado em $t_0 - t_{\text{PRÉ-FALTA}}$.

Assim, supondo um tempo de pré-falta de 1 s e um tempo morto de 6 s, se ocorrer uma perturbação no instante 00:00:01:000 [hs], para o corte deverá ser considerada a potência calculada pelo balanço no instante 00:00:00:000 [hs], e este valor deverá permanecer congelado para eventos sequências até o instante 00:00:06:000 [hs].

Um fluxograma simplificado é apresentado na Figura 16.

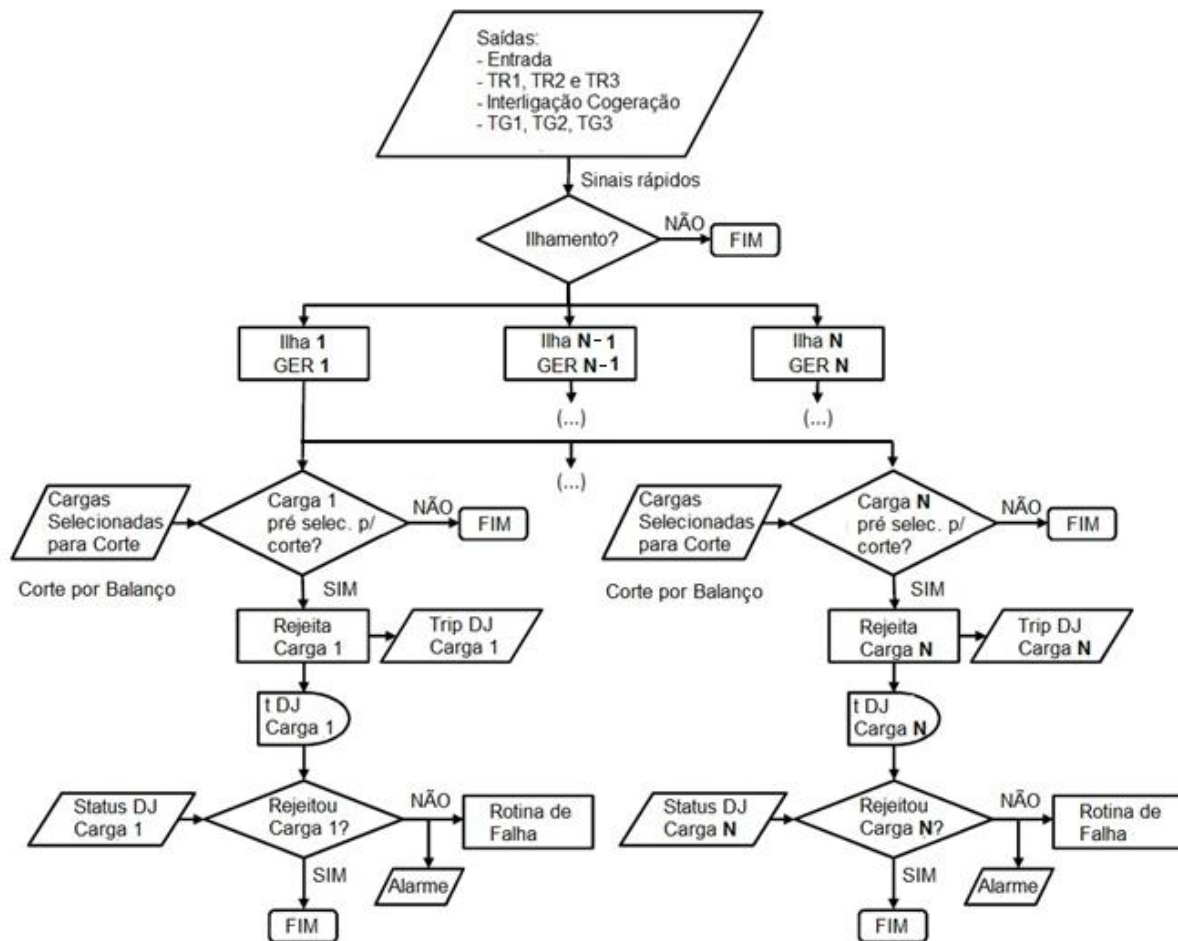


Figura 16 – Rotina principal de atuação.

A lógica de rejeição de carga identificará a ilha formada e enviará sinal de abertura para os disjuntores das cargas que foram selecionadas para corte. Será, ainda, realizada a verificação de abertura destes disjuntores e, em caso de falha de abertura, o sistema deverá emitir um alarme e executar uma rotina de falha de abertura, que tem como função enviar sinal de abertura para os disjuntores das cargas subsequentes na tabela de rejeição de carga de forma a rejeitar o montante de carga necessário.

As cargas selecionadas para rejeição são determinadas pela rotina de Cálculo da Rejeição por Balanço de Potência.

5.2.1.2 Cálculo da Rejeição por Balanço de Potência

Um balanço é realizado periodicamente através das medições analógicas. Em cada período de atualização do balanço, o sistema compara a sobrecarga calculada para cada ilha em cada situação de geração possível com a tabela de prioridade de cargas, de forma

a deixar "engatilhadas" as cargas que deverão ser cortadas para eliminar a sobrecarga na ocorrência de um determinado ilhamento em uma determinada condição de geração.

A escolha é feita da carga de menor prioridade para a de maior prioridade, de forma que a somatória de cargas selecionadas deve ser maior que a sobrecarga calculada, já considerando uma reserva girante (item 5.2.4) para os geradores da ilha.

Caso a sobrecarga calculada seja maior que as cargas disponíveis para corte, o sistema deve emitir um alarme para o operador.

Um diagrama simplificado é apresentado na Figura 17.

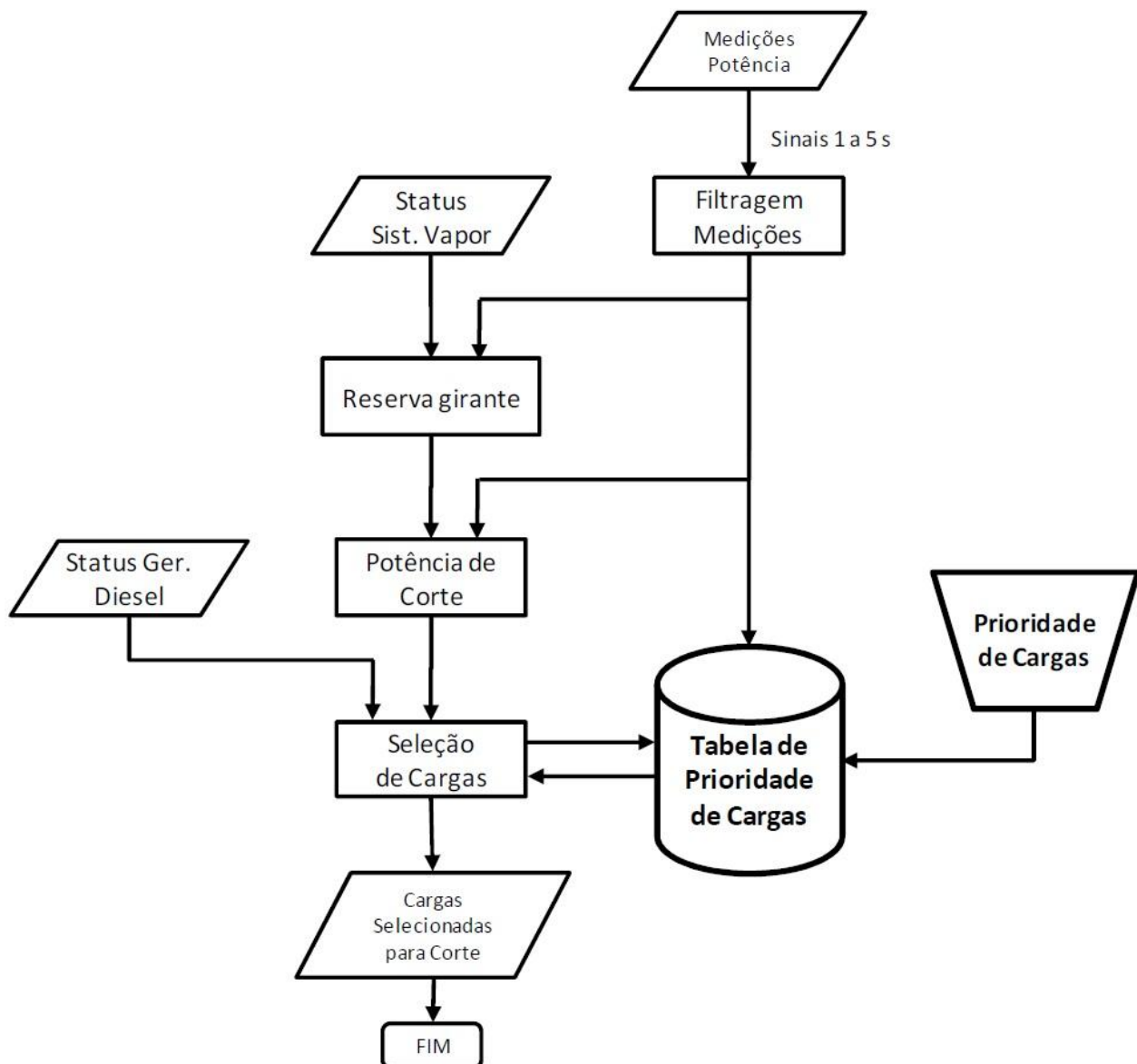


Figura 17 – Rejeição por Balanço de Potência

5.2.1.3 Rejeição por Supervisão de Frequência

Após um ilhamento, a frequência do sistema deve ser continuamente monitorada para que eventuais sobrecargas que não foram eliminadas pelo corte inicial por balanço de potência sejam identificadas e prontamente eliminadas. A rejeição por supervisão de frequência funciona como uma retaguarda da rejeição por balanço de potência.

A supervisão de frequência é efetuada por um relé que monitorará além do valor absoluto a taxa de queda de frequência em uma determinada janela de tempo. Dependendo do valor da taxa de queda ou valor absoluto o relé ativará um ou mais estágios de rejeição que atuarão diretamente sobre as cargas a serem cortadas. O número de estágios, os ajustes de taxa de queda e valor absoluto de cada estágio e as cargas a serem cortadas devem ser pré-determinados no estudo de estabilidade do sistema.

Um diagrama simplificado é apresentado na Figura 18.

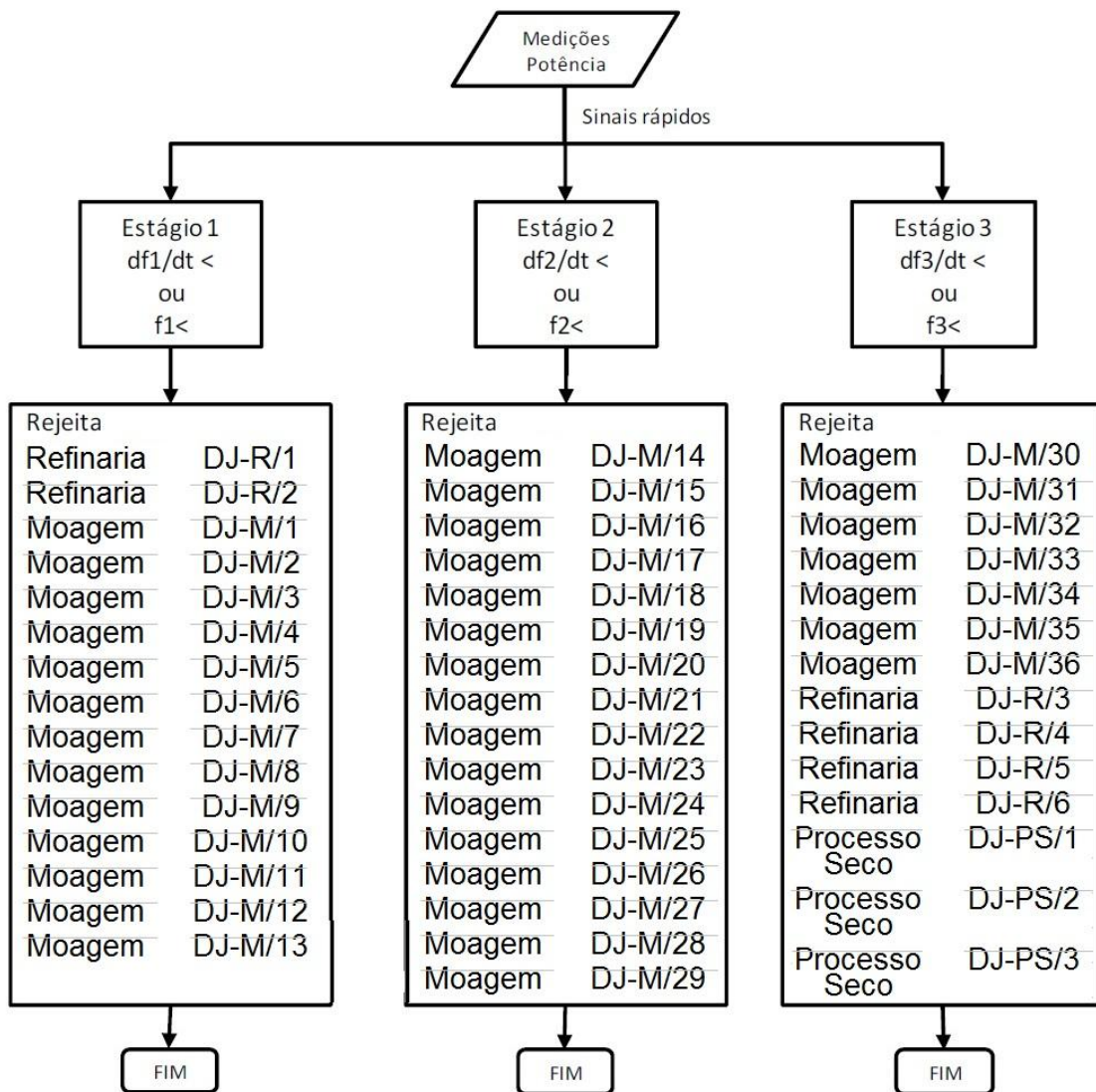


Figura 18 – Rejeição por Supervisão de Frequência.

5.2.2 Verificação de Consistência do Balanço

O sistema realizará uma verificação de consistência do balanço calculado periodicamente, validando as medições realizadas.

Este cálculo verifica as medições de demanda da indústria. Se o erro no balanço for maior que um valor percentual pré-ajustado, o sistema emitirá um alarme.

Caso o sistema perca comunicação, o sistema armazenará o último balanço efetuado em uma base de dados atualizada periodicamente para efetuar as rejeições de acordo com o estado anterior.

5.2.3 Condições de Disjuntor/Contator em Manutenção

O sistema de rejeição de cargas deverá prever a saída de uma fonte ou carga relacionada ao esquema de rejeição de cargas para manutenção.

Para tal o sinal de estado de disjuntor e contator que o esquema de rejeição de cargas deverá incluir os seguintes estados:

- Ligado ou desligado;
- Manutenção (extraído) ou em serviço.

Caso o cubículo de alimentação de uma das cargas de corte entre em manutenção, ou esteja desligado, o sistema irá identificar este cubículo e realizar o corte da carga de prioridade seguinte.

5.2.4 Cálculo da Capacidade de Geração e Reserva Girante

Como já mencionado, a reserva girante é uma porcentagem da capacidade de geração para cada ilhamento, e pode ser positiva – no caso de necessidade de corte além da importação da Concessionária – ou negativa – no caso dos geradores conseguirem assumir uma parcela da importação da Concessionária.

Em sistemas de cogeração de energia elétrica e vapor para o processo, a capacidade de geração está intrinsecamente relacionada às condições do sistema de vapor, sendo impossível dissociar um do outro. No caso de turbinas a gás, a capacidade de geração está ainda associada às condições ambientais, que devem ser levadas em consideração no cálculo.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho apresentou os denominados Esquemas de Rejeição de Cargas, mostrando alguns os esquemas básicos de descarte de cargas e esquemas típicos para soluções de problemas específicos, como falta de estabilidade em sistemas elétricos de potência, sobrecarga de equipamentos elétricos e controle de demanda. Além disso, esse trabalho discorreu sobre a automação de sistemas de potência, apresentando os requisitos básicos de automação necessários em uma subestação para a implementação de um esquema de rejeição de cargas.

Pode-se verificar que o esquema de rejeição de carga é uma solução simples e eficiente para os problemas apresentados, desde que sejam obedecidos os tempos de atuação do descarte. Por exemplo, a estabilidade do sistema de potência requer um esquema de rejeição de cargas de alta velocidade, já em problemas de sobrecarga de equipamentos elétricos há uma tolerância um pouco maior com relação ao tempo de atuação.

Através do Estudo de Caso, pode-se perceber como é feita e apresentada uma especificação de esquemas de rejeição de cargas em uma situação real. Verificou-se que, apesar da existência dos tipos básicos de esquemas de rejeição de cargas, apresentados no Capítulo 2, a especificação de um o esquema em um caso real é altamente dependente da topologia e do porte do sistema elétrico de potência e na maioria das vezes o esquema de rejeição de cargas resultante desse estudo não se enquadra unicamente em um dos casos básicos citados no Capítulo 2.

A Aplicação o descarte de cargas deve ser a última opção para a recomposição do sistema elétrico, uma vez que a eliminação de cargas quase sempre envolve prejuízos econômicos.

Referências Bibliográficas

- [1] ARAÚJO, B. C. *Uma Ferramenta de Avaliação de Estabilidade Dinâmica para Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação) – Universidade Federal de Campina Grande, 2010.
- [2] SANTOS, T. T.; PAVÃO, R. K.; SANTOS, L. L.; NETO, J. M.; CARVALHO, E.; JUNIOR, F. M. M. *Implantação de um Sistema de Descarte de Cargas Utilizando Conceitos de Smart Grids em Plantas Industriais*. IX SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Curitiba, 2011.
- [3] SANTOS, L. F.; TOLARDO, O.; NOGUEIRA, A. S. *Esquema de Rejeição de Cargas Inteligente com Funcionalidade Distribuída Utilizando Recursos da Norma IEC61850*. VI CIERTEC – Seminário Internacional sobre Smart Grid em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2009.
- [4] CARVALHO, P. C. *Padronização de Projeto de Automação Industrial com o uso da IEC 61850*. Altus Sistemas de Informática S.A. 2010.
- [5] KUNDUR, P.; PARSEBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUSTEM, T. V.; VITTAL, V. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems. 2004.
- [6] TARANTO, G. N. *COE754 – Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2010. (Apostila)
- [7] OZUR, F. S.; PEREIRA, T. H.; CORREA, J. D. S. *Controle de Demanda de Energia Elétrica*. E-xacta. Disponível em: < <http://revistas.unibh.br/index.php/exacta>>. Acesso em: Novembro de 2012.
- [8] JESUS, N. C.; FIGUEIREDO, C. E. C.; BERNARDON, D. P.; MELLO, G.; RECH, R.; DIUNER, F. *Análise do Comportamento Térmico de Transformadores*. SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. 2006.

- [9] STRAUSS, C. *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*. Newnes. Australia, 2003
- [10] MEIER, A. *Electric Power Systems - An Conceptual Introduction*. Wiley-IEEE Press, 2006
- [11] ShoKooh, Shervin; Khandelwal, Tanuj; Shokooh, Farrokh; Tastet, Jacques; Dai, JJ. *Intelligent Load Shedding Need for a Fast and Optimal Solution*. IEEE PCIC Europe, 2005
- [12] Berdy, J. *Load Shedding – An Application Guide*. General Electric Utility Engineering Operation, Schenectady, N.Y.
- [13] MATHEUS, H. *Controle de Demanda*. Cuiabá/MT: Universidade Federal de Mato Grosso - UFMT, 2003. 32 p. (Trabalho de Conclusão de Curso) Disponível em: <<http://www.ejm.com.br/download/Demanda.pdf>>. Acessado em: Novembro de 2012
- [14] SUPPA M.R. *Evolução do Controle de Demanda de Energia Elétrica no Brasil*. São Paulo: CCK, s/data. Disponível em <<http://www.cck.com.br/>>. Acessado em: Novembro de 2012.
- [15] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº. 456. [S. I.]: 29 de novembro de 2000.
- [16] CEMIG. *Estrutura Tarifária*. [Minas Gerais:] CEMIG, s/data. Disponível em <<http://www.cemig.com.br/Atendimento/Paginas/ValoresDeTarifaEServicos.aspx>>. Acessado em: Novembro de 2012.
- [17] JUNIOR, N. A. *Integração de Subestações de Distribuição com o COS*. (Trabalho de diplomação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.