

CAPÍTULO 3

Transmissão de energia e as redes inteligentes

3.1 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Sistemas de transmissão de energia elétrica são, em sua natureza, complexos e, na maioria das vezes, longos. Uma vez que esses sistemas são os pilares de sistemas de potência espalhados pelo mundo, em casos de falhas ou faltas, devem-se garantir alta confiabilidade e procedimentos para restabelecer sua correta operação no menor tempo possível.

O aumento da demanda de energia elétrica por parte dos consumidores e o aumento da inserção de geração fotovoltaica e eólica centralizadas e distribuídas têm aumentado a complexidade de operação de sistemas de transmissão. Isso se deve ao fato de que, com o aumento da demanda, novas linhas de transmissão têm que ser construídas e interconectadas, de preferência nos sistemas existentes, por exemplo. Essa interconexão influencia as ações de despacho de energia, monitoradas e realizadas por meio dos operadores de sistemas de transmissão (TSO, do inglês *transmission system operator*). No Brasil, essas ações são determinadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Já para o caso da geração renovável centralizada e distribuída, a volatilidade natural desse tipo de geração afeta diretamente a previsão do despacho econômico de energia elétrica.

Um sistema elétrico de potência, inserido na filosofia das redes elétricas inteligentes, só é possível onde exista um sistema de transmissão robusto. Para isso, alguns pontos devem ser levados em consideração, como a observabilidade do sistema e a aplicação de estratégias de monitoramento que possam agregar dados coletados, aumentando a confiabilidade do sistema.

Para o aumento da observabilidade e confiabilidade dos sistemas de transmissão, pode-se citar, entre as ações empregadas:

- A utilização de unidade de medição fasorial (PMU, do inglês *phasorial measurement unit*).
- A implementação de sistema de monitoramento de rede ampla (WAMS, do inglês *wide area monitoring system*).
- A implementação de ações contra ataques cibernéticos ao supervisório SCADA.
- A utilização de sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (Facts, do inglês *flexible alternating current transmission system*).

Neste capítulo, iremos explorar esses tópicos. No entanto, é necessário investigar a importância de um sistema ter uma maior observabilidade.

3.2 A OBSERVABILIDADE NOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Sistemas de potência são operados por operadores dentro de salas de controles. A principal tarefa desses operadores é manter o sistema operando em seu estado normal e seguro, enquanto as condições de operação variam dinamicamente e diariamente (Abur; Exposito, 2004).

Para que essa manutenção seja alcançada, em um primeiro momento, se faz necessário um contínuo monitoramento das condições do sistema por meio da aquisição de medidas de todas as suas partes. Em um segundo momento, devem-se determinar as condições do estado de operação do sistema e, por fim, determinar se ações preventivas devem ser tomadas para evitar que o sistema deixe de operar em suas condições normais. Essa sequência é referida como análise de segurança (Abur; Exposito, 2004). O estado de operação de um sistema em um determinado instante de tempo pode ser determinado pelo conhecimento da topologia do sistema e dos fasores de tensão complexos de todas as barras deste. Para que esses dados sejam disponibilizados, equipamentos de medição em campo devem ser empregados.

Inicialmente, as subestações de energia elétrica eram equipadas com dispositivos denominados unidades de controle terminal (RTU, do inglês *remote terminal units*), que coletavam diversos tipos de medidas de campo e eram responsáveis por transmiti-las aos centros de controle. Posteriormente, esses dispositivos começaram

a ser substituídos por dispositivos eletrônicos inteligentes (IED, do inglês *intelligent electronic device*) e, nos dias atuais, pelos PMU. Os três tipos de dispositivos citados aqui ainda podem ser encontrados em subestações nos dias de hoje, e conectados a uma área de rede local (LAN, do inglês *local area network*) juntamente com um sistema supervisorio (SCADA), que faz toda a interligação das medidas coletadas com o computador que irá processá-las. Medidas como dados de fluxo de carga, magnitudes de corrente e tensão, informações sobre geração e status de chaves de manobra estão entre as diversas medidas que podem ser coletadas por esses dispositivos.

No entanto, nem sempre todas as medidas coletadas pelos dispositivos supracitados estão sempre disponíveis ou são transmitidas de maneira correta. Isso ocorre por diversos motivos. Dentre eles, pode-se citar: falhas na transmissão de dados telemedidos; erros naturais encontrados nos medidores; ataques cibernéticos; e ruídos na comunicação. Outro fator que deve ser considerado é que nem sempre é viável obter todos os dados de todos os pontos de sistema. Isso se deve ao elevado custo financeiro envolvido, desde a aquisição até a manutenção dos medidores. Dessa maneira, a observabilidade do sistema pode ser prejudicada caso ações não sejam tomadas para evitar as falhas citadas.

Para que isso seja minimizado e evitado, os dados recebidos são processados por meio da técnica de estimação de estados, para que erros grosseiros sejam detectados e excluídos do conjunto de dados recebidos pelo centro de operações.

Após o processamento pela técnica de estimação de estados, os dados do sistema são, então, enviados a um gerenciador de sistema de energia (EMS, do inglês *energy management system*), para que o estado do sistema seja analisado e ações como contingenciamentos, despacho econômico de cargas, ajustes na geração de energia ativa e/ou reativa, fluxo de carga ótimo e previsão de demanda de potência ativa, caso necessárias, sejam tomadas.

Segundo Abur e Exposito (2004), a aplicação da técnica de estimação de estados envolve as seguintes funções:

- Processamento de topologia: reúne dados referentes às posições dos contatos de disjuntores de potência e chaves de manobra e configura de maneira online a topologia do sistema.
- Análise de observabilidade: determina se a solução encontrada pelo estimador de estados para todo o sistema pode ser obtida utilizando-se o conjunto de dados disponíveis por meio das medições. Identifica trechos do sistema que não são observáveis e os ilhamentos observáveis do sistema, caso existam.
- Solução por estimação de estados: determina a estimação otimizada para o estado do sistema, composto por tensões complexas das barras do todo o sistema,

baseado no modelo dos parâmetros físicos do sistema e nos dados reunidos por meio das medições disponíveis.

- Processamento de dados ruins: detecta a existência de erros grosseiros no conjunto de medidas. Identifica e elimina medidas ruins disponibilizadas, desde que exista redundância das medidas disponíveis.
- Processamento de erros de parâmetros e estrutural: estima os diversos parâmetros do sistema, como os da linha de transmissão, da mudança de tap de transformadores, parâmetros de capacitores *shunt* e de reatores. Detecta erros estruturais na configuração da rede e identifica erros nas informações do status de disjuntores, desde que haja redundância nas medidas disponibilizadas.

Um dos problemas usualmente encontrados na utilização da técnica de estimação de estados é a falta de redundância dos dados disponibilizados pelos medidores em campo. Diversos estudos têm sido realizados para o desenvolvimento e a aplicação de métodos e técnicas, matemáticas e computacionais, com o intuito de se criarem pseudomedidas de cargas, levando-se em consideração medidas fasoriais sincronizadas e medidas SCADA. Apesar dessa análise mais avançada fugir ao escopo deste livro, recomenda-se ao leitor que se interessar a consulta ao trabalho desenvolvido por Fantin (2016).

Um exemplo da necessidade de maior monitoramento de sistemas de potência é apresentado a seguir.

3.2.1 Desligamento da UHE Coaracy Nunes e do Sistema Amapá

No dia 3 de novembro de 2020, 90% da população do Estado do Amapá ficou por 22 dias com fornecimento limitado de energia. Esse fato decorreu de uma falha que culminou no desligamento dos transformadores de 230/69/13,9 kV da SE Macapá, tendo sequência o desligamento da UHE Coaracy Nunes e do Sistema Amapá atendido pela referida subestação. As informações contidas aqui foram extraídas de ONS (2020). A Figura 3.1 mostra o diagrama esquemático da área envolvida na perturbação.

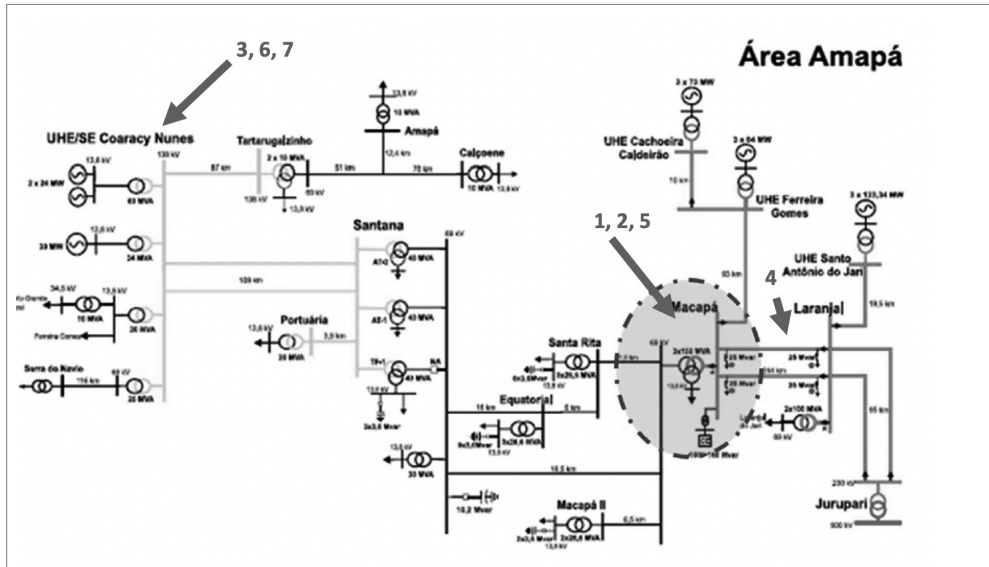


Figura 3.1 Diagrama esquemático da área envolvida na perturbação.

Fonte: modificada de ONS, 2020.

As localizações dos eventos são mostradas na Figura 3.1. A sequência dos eventos se deu da seguinte maneira:

1. A perturbação teve início com o desligamento automático do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá, devido a um curto-circuito interno. Houve incêndio no referido transformador, resultando na sua perda total.
2. Em sequência, ocorreu o desligamento automático do transformador TR3 230/69/13,8 kV, também da SE Macapá, devido à sobrecarga. Por consequência, ocorreu o ilhamento de toda a carga do Amapá alimentada pela SE Macapá e a UHE Coaracy Nunes. Existia um terceiro transformador na SE Macapá de 150 MVA, o TR2 230/69/13,8 kV. Porém, este encontrava-se em manutenção desde 30/12/2019, devido a uma explosão na bucha da fase A de 69 kV, o que ocasionou vazamento de óleo.
3. Alguns segundos após a perda do transformador 230/69/13,8 kV da SE Macapá, ocorreu o desligamento automático da UHE Coaracy Nunes, com 37 MW de geração, e a interrupção de 242 MW de carga da Companhia Elétrica do Amapá (CEA), afetando a capital Macapá.
4. Às 20h51, ocorreu o desligamento automático das LT 230 kV Laranjal/Macapá C1 e C2 e LT 230 KV Ferreira Gomes/Macapá C1, causado por curto-circuito monofásico na barra B2 de 230 kV da SE Macapá.

5. Às 22h55, ocorreu a energização do transformador TR3 230/69/13,8 kV da SE Macapá, entretanto, logo em seguida, antes da retomada de carga, ocorreu o seu desligamento automático pela sua proteção diferencial devido ao aparecimento de um curto-circuito na fase B.
6. Às 21h11, foi ligada e desligada em seguida a UG02 da UHE Coaracy Nunes.
7. Às 23h59, foi ligada a UG02 da UHE Coaracy Nunes, iniciando o processo de recomposição fluente da área Coaracy Nunes.

Um resumo da sequência de eventos considerando sequência de desligamentos e proteções atuadas é mostrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Sequência de desligamentos automáticos

Instante T0 = 20h48min16.689s – Início da perturbação com a incidência de um curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
Sequência de desligamentos e proteções atuadas				
Instante	Instalação	LT ou equipamento	Proteção atuada	Observações
T0 = 20h48min16.689s – Curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T1 = T0 + 78 ms	SE Macapá 230 kV	TR1 230/69/13,8 kV	Diferencial (87T) + relé Buchholz (63)	
	SE Macapá 69 kV			
T2 = T0 + 2.190 s	SE Macapá 230 kV	TR3 230/69/3,8 kV	Sobrecorrente de fase temporizada do lado de AT (51AT)	Durante sobrecarga
T2 = 20h48min18.879s – Ilhamento de parte do Sistema Macapá com a UHE Coaracy Nunes				
T3 = T0 + 4.190 s	SE Macapá 230 kV	SVC	Função de controle	Perda de serviço auxiliar
T4 = T0 + 8,2 s	UHE Coaracy Nunes	UG 2	Subfrequência (81U)	56 Hz – 2 s
T5 = T0 + 11.255 s	UHE Coaracy Nunes	UG 3	Proteção de sobrecorrente de fase com controle por tensão (51C)	
T6 = T0 + 12.190 s	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Macapá II	Subtensão (27)	0,5 Vn – 10 s
	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Santa Rita		
	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Santana		
T7 = T0 + 1min46.409 ms	UHE Ferreira Gomes	UG 1	Proteção mecânica	Perda de serviço auxiliar
T8 = 20h51min58.237 s – Curto-circuito na fase C da Barra 2 – 230 kV da SE Macapá (T0 + 3min41.548 s)				
T9 = T8 + 50 ms	SE Macapá 230 kV	Barra 1 – 230 kV	Diferencial de Barras (230 kV)	Atuação não seletiva
		Barra 2 – 230 kV		
T10 = T8 + 65 ms	SE Ferreira gomes 230 kV	LT 230 kV Macapá	Rx TDD mantido	
T11 = T8 + 393 ms	UHE Cachoeira Caldeirão	IG 3	SEP	Alívio de geração por sobrefrequência

Tabela 3.1 Sequência de desligamentos automáticos

Instante T0 = 20h48min16.689s – Início da perturbação com a incidência de um curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T12 = 22h55min15.529 s – Curto-circuito na fase B do transformador 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T13 = T12 + 83 ms	SE Macapá 230 kV	TR3 230/69/13,8 kV	Diferencial (87T) + relé Buchholz (63)	Curto-circuito fase B
	SE Macapá 69 kV			

Fonte: ONS, 2020.

Como pode ser visto na Tabela 3.1, uma série de proteções atuaram na tentativa de proteger os elementos presentes no sistema e restabelecer a energia, de forma segura para o sistema.

Apesar de não ter sido considerada como uma das causas para a interrupção do fornecimento de energia elétrica, o relatório do ONS indica que houve falha na proteção diferencial das barras da SE Macapá 230 kV, que não apresentou a correta seletividade na eliminação da falha da Barra 2 ocorrida em 3 de novembro de 2020.

Outra falha indicada pelo relatório em que foi identificado falha de operação de proteção, foi a abertura do terminal de Ferreira Gomes da LT 230 kV Macapá/Ferreira Gomes. Segundo o ONS, esse terminal abriu e houve bloqueio indevido de seu disjuntor, quando da atuação da proteção diferencial de barras da SE Macapá 230 kV. Nesse caso, a falha ocorreu na origem do sinal recebido de *time division duplex*¹ (TDD).

Por fim, outras falhas que puderam ser identificadas estavam relacionadas a falha ou falta de dados de supervisão, analógicos e digitais, das usinas geradoras e à dificuldade em se transportar grandes transformadores pela região de mata do Estado do Amapá.

Uma vez que a principal falha se deu na queima de um transformador de 150 MVA por curto-circuito interno, uma solução seria substituir esses grandes transformadores por bancos trifásicos, com 3 transformadores monofásicos de 50 MVA cada um, resultando em processos de manutenções mais eficientes e aumentando a confiabilidade do sistema, uma vez que, caso ocorra dano em algum transformador do banco, os remanescentes podem continuar alimentando o sistema, respeitando-se o seu limite de potência.

A melhora da observabilidade de um sistema, aliada à melhora na qualidade, na quantidade e nos tipos de dados a serem disponibilizados por telemedidores, pode ser alcançada por meio dos PMU.

1 Técnica aplicada a multiplexação temporal aos sinais de comunicação em ambos os sentidos.

3.3 UM BREVE HISTÓRICO SOBRE A UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL

A necessidade de medidas sincronizadas em um sistema de potência levou um grupo de pesquisas da Virgínia Tech, liderado pelo professor Phadke (2002), a desenvolver a maior parte da tecnologia inicial do PMU. O conceito de PMU foi concebido para a aplicação em projetos de proteção de sistemas, para o desenvolvimento de um relé de falta de longa distância.

No começo das pesquisas, nos anos 1960, os computadores disponíveis não eram nem rápidos nem baratos o suficiente para permitir o desenvolvimento de um relé de proteção totalmente computadorizado. Porém, entre as décadas de 1970 e 1980, grandes avanços foram alcançados no desenvolvimento de algoritmos computacionais com aplicação a todos os equipamentos de potência e sistemas (Phadke, 2002).

Foi nessa época que o relé de distância, baseado na teoria de componentes simétricas, foi desenvolvido. Por meio do desenvolvimento de um algoritmo baseado nas medidas de sequência positiva, negativa e zero, de tensão e corrente de um sistema em uma linha de transmissão, verificou-se que com somente uma equação era possível determinar a localização de faltas, para todas os tipos de faltas, em um sistema elétrico de potência (Phadke, 2002).

Uma das inovações apresentadas foi a utilização de um algoritmo recursivo para calcular as componentes simétricas de tensão e corrente elétricas por meio da transformada discreta de Fourier para componentes simétricas (SCDFT, do inglês *symmetrical component discrete fourier transform*). Verificou-se que, com a precisão da técnica de medição de componentes simétricas desenvolvida e com a rapidez da resposta, que era de um ciclo da frequência fundamental do sinal medido, essas medidas poderiam ser de interesse para serem aplicadas em outras áreas. O desenvolvimento dessa técnica possibilitou que as medidas coletadas ao longo de um sistema pudessem ser sincronizadas (Phadke, 2002).

O próximo passo verificado era que se os dados medidos em dois pontos diferentes fossem sincronizados precisamente, e os tempos absolutos do processo de amostragem fossem gravados, então, seria possível enviar as amostras dessas medidas acompanhadas de um *time stamp*² para um local remoto. Após isso, bastava alinhar todos os *time stamps* de todas as medidas recebidas de diferentes partes do sistema para se obter medidas de sequência positiva a cada poucos ciclos. Essas informações se tornaram mais precisas com o desenvolvimento do sistema de posicionamento global (GPS, do inglês *global positioning system*). E por fim, em 1988, o primeiro protótipo do PMU foi desenvolvido (Phadke, 2002).

2 *Time stamp* é uma sequência de caracteres ou informação codificada que identifica quando um evento ocorreu, em geral fornecendo a data e a hora do evento.

3.3.1 Conceitos gerais sobre PMU

Sistemas elétricos de potência em todo o mundo estão enfrentando um período significativo de mudanças. Um dos principais impulsionadores dessas mudanças é a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia. Como já citado, com o desenvolvimento tecnológico e a facilidade ao acesso dos consumidores a esse tipo de geração, denominada distribuída, observam-se mudanças à natureza operacional dos sistemas elétricos.

Os sistemas elétricos, originalmente projetados levando-se em consideração somente a previsão da demanda de cargas elétricas, agora enfrentam o desafio da inserção da geração distribuída. Se, por um lado, a previsão de cargas é um processo simples até certo ponto, podendo ser utilizadas ferramentas estatísticas para tal, mesmo que com algum erro de precisão, por outro, a previsão da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis não é uma tarefa fácil. A correção em tempo real da operação do sistema de acordo com a variação diária da demanda pode ser realizada de maneira satisfatória. Isso se deve ao fato de que, por meio da geração centralizada em grandes plantas, o controle e o ajuste da energia gerada, ativa e reativa, pode ser feito de uma maneira mais fácil, além do fato de que uma planta centralizada abastece grande parte de um sistema elétrico. No entanto, quando a geração distribuída é inserida, seu controle e previsão se tornam complexos. Isso acaba por mudar a infraestrutura dos sistemas e os requisitos para o seu monitoramento e automação.

Esse cenário faz nascer a necessidade de novas soluções e tecnologias, por exemplo o armazenamento de energia, programas de responsabilidade pelo lado da demanda, dentre outras.

De maneira geral, a operação dos sistemas elétricos de potência está ficando cada vez mais complexa e requer tecnologias mais avançadas de monitoramento e automação (Monti; Muscas; Ponci, 2016).

Enquanto as linhas de transmissão vêm empregando um monitoramento mais avançado há algum tempo, as redes de distribuição estão começando a ficar mais sofisticadas do que no passado. O principal agente causador dessa necessidade é a geração distribuída conectada à média e à baixa tensão.

Um monitoramento mais avançado para o sistema elétrico de potência implica basicamente dois pontos: novos algoritmos e novas tecnologias empregadas em medidores de grandezas elétricas.

A tecnologia trazida pelas unidades de medições fasoriais (PMU) se encaixam no segundo ponto supracitado. Essa tecnologia introduz, basicamente, dois novos conceitos fundamentais que não estavam presentes, de uma maneira geral, nos sistemas de potência (Monti; Muscas; Ponci, 2016):

- O conceito de medidas sincronizadas, caracterizadas pela precisão de data e hora (*time tags*).
- O conceito de medidas que vão além da simples ideia da raiz média quadrática (RMS) e trazem informações diretas sobre a fase entre tensão e corrente elétrica.

Uma vez que a dinâmica dos sistemas de potência vem se modificando e aumentando a necessidade de ser operado próximo ao seu limite, fica evidente a necessidade de se ter um conhecimento maior dos valores das fases, sendo essencial para a estabilidade do sistema como um todo.

Os PMU são dispositivos de medição capazes de extrair não só a amplitude, mas também a fase de um parâmetro elétrico senoidal. A fase é estimada com base em uma referência de tempo global coordenada (UTC, do inglês *coordinated universal time*), geralmente selecionada de acordo com o sistema de GPS que disponibiliza uma confiável sincronização de medidas de diferentes pontos para o mesmo instante de tempo.

Esses dispositivos são capazes a medir fasores, frequência e a taxa de variação de frequência (ROCOF, do inglês *rate of change of frequency*) de sinais elétricos de tensão e corrente em sistemas de potência, utilizando uma fonte de sincronização para marcar cada medida com o seu instante de leitura correspondente. A Figura 3.2 mostra o princípio do PMU.

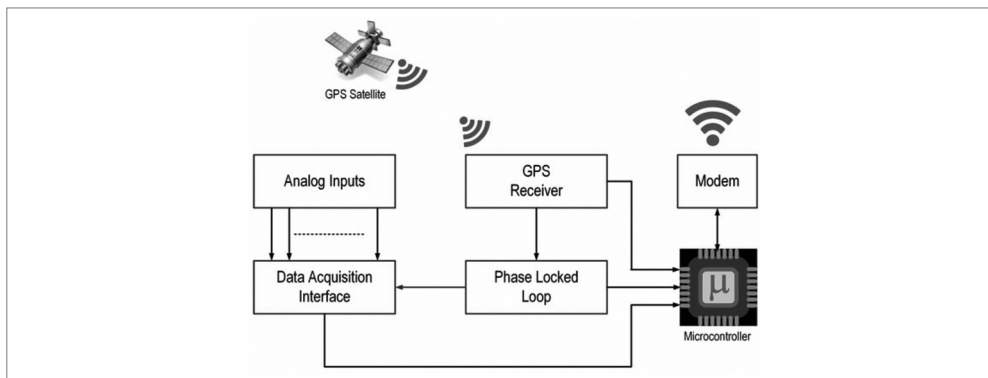


Figura 3.2 Princípio do PMU.

Fonte: Kabalci; Kabalci, 2019.

A Figura 3.2 mostra que o PMU possui entradas analógicas e uma interface de aquisição de dados para a comunicação com um microcontrolador. Um receptor do sinal de GPS e um *phase locked loop* (PLL) garantem a sincronização de todo o sistema com um *time stamp* de acordo com o UTC.

Os PMU transmitem pacotes de conjuntos de dados, em forma de *time stamps*, por meio de canais de comunicação, sob protocolos padrões do IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) com um atraso de cerca de 20 ms. As medidas são atualizadas em um intervalo entre 20 e 100 ms (Buchholz, 2014). Com a flexibilização e a maior disponibilidade e qualidade de dados, o monitoramento de grandes áreas do sistema de potência tem se tornado mais acessível, possibilitando uma maior observabilidade e aumentando, por consequência, sua confiabilidade e segurança.

3.4 SISTEMAS DE MONITORAMENTO DE ÁREA AMPLA (WAMS)

Operadores dos modernos sistemas de transmissão têm por objetivo principal o gerenciamento de sistemas de alta tensão garantindo sua operação com segurança, qualidade e custo-benefício ao longo do tempo. Isso é feito por meio de uma série de análises, devidamente implementadas on e off line (Vaccaro; Zobaa, 2016). Essas ações requerem maior disponibilidade de dados do sistema para que a previsão do seu comportamento seja realizada, considerando sua dinâmica e suas condições de operação. Caso a segurança de operação do sistema seja comprometida, as devidas medidas devem ser tomadas para garantir sua operação estável e dentro dos limites exigidos pelas normas vigentes determinadas pelos reguladores dos sistemas de energia elétrica de cada país.

Porém, nem sempre é tão simples implementar essas medidas, por dois motivos básicos (Vaccaro; Zobaa, 2016):

- Pela complexidade que envolve a dinâmica do sistema e a dificuldade em se preverem seu comportamento.
- Pelas limitações tecnológicas dos sistemas supervisórios de controle e aquisição de dados (SCADA).

Por essas razões, os sistemas de monitoramento de área ampla (WAMS, do inglês *wide area monitoring systems*) estão recebendo grande atenção nos últimos tempos. Esses sistemas se utilizam de sofisticados medidores (PMU), cujas características já foram detalhadas na seção anterior.

Um WAMS é um típico controle de uma área da rede na qual a comunicação entre sensores, atuadores e controladores é realizada por meio do compartilhamento de uma banda digital limitada de uma rede de comunicação. Sistemas de proteção de área ampla buscam aumentar o nível de interoperabilidade em uma área ampla, por meio do gerenciamento apropriado das proteções pertencentes a ela. De acordo com Vaccaro e Zobaa (2016), um sistema de monitoramento, proteção e controle de área ampla (WAMPAC, do inglês *wide area monitoring protection and control system*) é o

termo que se usa para descrever um sistema de área ampla que tem implementado as funcionalidades de monitoramento, proteção e controle.

O WAMS nada mais é do que um conceito de supervisão e monitoramento moderno, que possui medidores de avançada tecnologia (PMU), ferramentas de informação e avançada infraestrutura operacional, cujo objetivo é gerenciar e compreender o crescente comportamento complexo dos sistemas elétricos de potência.

A Figura 3.3 mostra os principais subprocessos essenciais existentes em um WAMS.

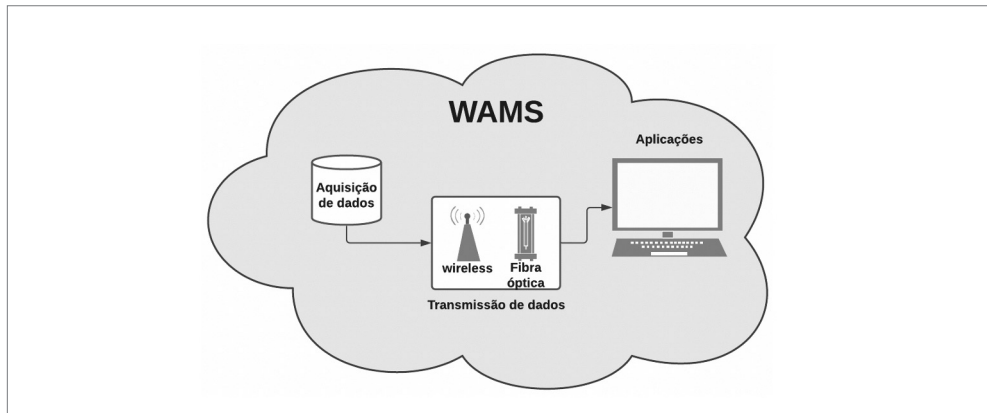


Figura 3.3 Subprocessos essenciais de WAMS em um sistema de potência.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser visto na Figura 3.3, um WAMS consiste basicamente em três subprocessos: (i) aquisição de dados (recursos oferecidos relacionados aos dados coletados); (ii) transmissão de dados (sistema de comunicação); e (iii) aplicações (processamento de dados).

Em relação aos recursos oferecidos relacionados aos dados coletados, em um WAMS, os dados podem ser do tipo operacionais ou não operacionais. Os dados operacionais são dados que incluem medidas instantâneas de tensão e corrente elétricas (magnitudes e fase), posição dos contatos de disjuntores, entre outros, que são transmitidos continuamente aos centros de operação. Já os dados não operacionais são dados que incluem as gravações e logs de múltiplos eventos, como uma série de faltas, flutuações de potência, distúrbios e descargas atmosféricas, que são transmitidos em intervalos de tempo específicos ou de acordo com alguma condição imposta (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Os canais de comunicação, protocolos padrões e tecnologias empregadas em WAMS serão abordados no Capítulo 8.

As ações possibilitadas pelo emprego de uma estrutura WAMS são derivadas do processamento dos dados medidos e transmitidos, de acordo com as limitações desses

dados e com a tecnologia empregada nas infraestruturas do centro de controle e de automação do sistema. Essas funcionalidades podem ser aplicadas na geração, transmissão e distribuição. Na transmissão e subtransmissão, as aplicações são implementadas por meio de um conjunto de ferramentas computadorizadas (EMS). A Tabela 3.2 mostra uma comparação entre as principais aplicações convencionais (mas não limitadas a essas) do EMS com e sem uma estrutura WAMS (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Tabela 3.2 Funcionalidades de um EMS com e sem o emprego de WAMS

Aplicações	EMS	
	Sem WAMS	Com WAMS
Estimação de estados	x	x
Fluxo de potência	x	x
Fluxo de potência ótimo	x	x
Previsão de cargas	x	x
Despacho econômico de cargas	x	x
Plataforma integrada de dados fasoriais		x
Monitoramento e análise dinâmica de área ampla		x
Gravação e replay de distúrbios sincronizados		x
Análise de oscilações de baixa frequência online		x
Previsão e alerta de estabilidade de ângulo de torque de gerador		x
Estimador de estados baseados em medidas PMU		x
Suporte para análises de faltas		x
Monitoramento de cargas do sistema com maior detalhamento		x
Monitoramento dinâmico do efeito térmico dos condutores de linhas de transmissão		x
Ferramenta de suporte para a restauração do sistema de potência		x

Fonte: traduzido de Vaccaro; Zobaa, 2016.

Pode-se concluir que modernos EMS são sofisticados desde o hardware ao software.

Outro importante elemento constituinte de uma WAMS é o concentrador de dados fasoriais (PDC, do inglês *phasor data concentrator*). O PDC é um dispositivo capaz de receber pacotes de dados, contendo medidas de PMU instalados em pontos diversos do sistema, sob protocolos padrões específicos de comunicação (protocolo

IEEE C37.118) (Monti; Muscas; Ponci, 2016). A Figura 3.4 mostra as funcionalidades de um PDC.

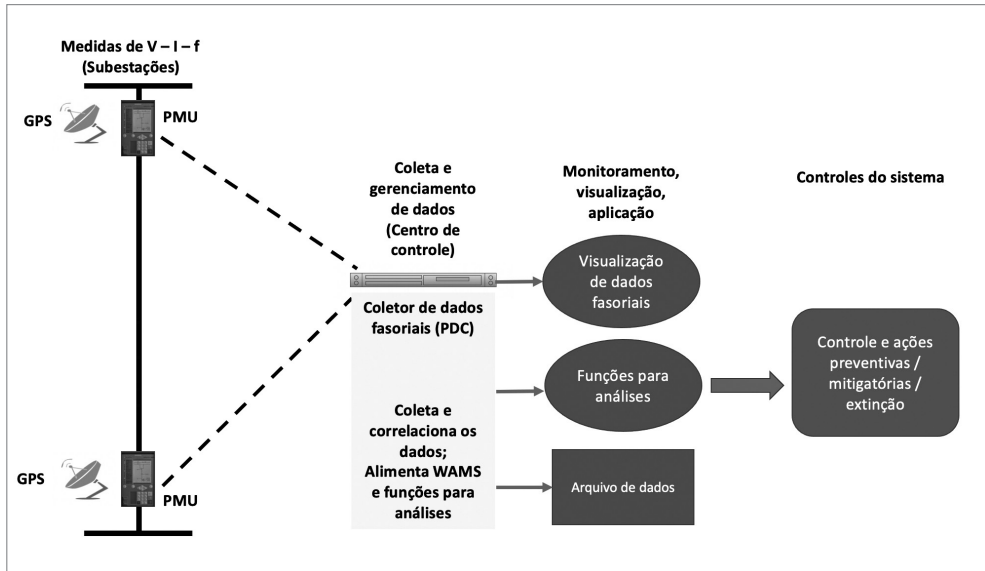


Figura 3.4 Funcionalidades de um PDC.

Fonte: elaborada pelo autor.

O papel do PDC em um sistema de medição distribuída pode variar de acordo com o interesse do operador do sistema. Os PDC podem ser utilizados para armazenar todas os dados enviados pelos PMU em campo. Nessa função, os PDC coletam diferentes fluxos de dados de diferentes PMU e verificam se as medições são válidas; em seguida, armazenam toda a informação em um banco de dados para análises futuras.

Outra função que os PDC podem assumir está relacionada às análises feitas em tempo real. Nessa função, o papel dos PDC é alinhar todas as medições feitas, utilizando-se para tanto o *time stamp* presente em cada mensagem de dados (Monti; Muscas; Ponci, 2016).

Outro ponto importante para se ter uma maior observabilidade pode ser encontrado em congestionamentos que possam vir a ocorrer em linhas de transmissão. De maneira a reconhecer, em tempo real, congestionamentos e condições perigosas que possam vir a ocorrer nos sistemas elétricos de potência, é necessário estimar o estado atual e possível em um curto prazo no futuro. Para isso, previsões de geração, demanda de potência ativa e reativa devem ser realizadas para garantir a minimização nos erros dos dados previstos. Uma visão geral sobre um gerenciador avançado de congestionamento é mostrado na Figura 3.5.

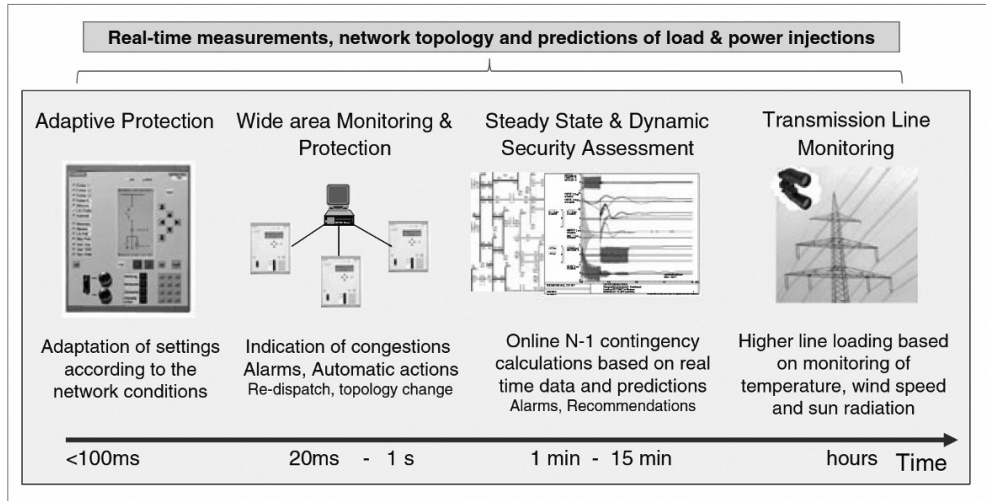


Figura 3.5 Visão geral de um sistema inteligente de gerenciamento de congestionamento.
 Fonte: Buchholz, 2014.

A Figura 3.5 mostra as partes envolvidas em um sistema inteligente para o monitoramento de congestionamento. Pode-se ver que a atuação mais rápida desse sistema se encontra na adaptação da proteção, que será comentada com maiores detalhes na Subseção 3.6. A segunda resposta mais rápida se dá na parte de monitoramento e proteção de área ampla. A análise de dados e previsões do estado do sistema necessita de um tempo maior, dada a quantidade de dados que devem ser processados. Já as condições de operação das linhas de transmissões possuem um tempo maior de transmissão de dados, porque, na maioria das vezes, as condições climáticas não se alteram de maneira brusca, além de ser possível obter previsões do tempo para determinadas regiões com certa facilidade.

3.5 SISTEMA SUPERVISÓRIO DE CONTROLE E AQUISIÇÃO DE DADOS (SCADA)

Os processos de automação podem ser encontrados em diversos setores, como o industrial, o elétrico, em residências, entre outros. A terminologia SCADA geralmente é utilizada quando o processo a ser controlado faz parte de uma extensa área geográfica, por exemplo, os sistemas elétricos de potência.

Sistemas SCADA são definidos como um conjunto de equipamentos que irão fornecer a um operador, em uma localização remota, informação suficiente para que sejam determinadas as condições de operação de um determinado equipamento

ou um processo, sem que o equipamento ou processo se faça fisicamente presente (Thomas; McDonald, 2015).

Os sistemas SCADA possuem três principais funções: aquisição de dados, controle supervísório, controle e display de alarme. Seu hardware inclui uma unidade terminal máster (MTU, do inglês *master terminal unit*) localizada no centro de controle, uma unidade remota que consiste em uma RTU, ou um controlador lógico programável (PLC, do inglês *programmable logic controller*), ou um IED. Um sistema de comunicação possibilita a comunicação entre as partes remotas e o centro de controle (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Em um sistema SCADA, os RTU recebem comandos para operarem pontos de controle, ajustarem níveis de saída e responderem a solicitações. Estes dispositivos obtêm todos os dados de campo de diferentes equipamentos, processam e transmitem esses dados para a MTU (NCS, 2004). Atualmente, os RTU estão sendo substituídos por IED, como exemplo, os PMU. Esses sistemas possuem ainda uma interface homem-máquina que facilita a interação entre a MTU e os operadores ou usuários do SCADA.

As funções básicas do SCADA incluem aquisição de dados, controle remoto, interface homem-máquina, análise de dados históricos e relatórios impressos, que são comuns na geração, transmissão e distribuição (Thomas; McDonald, 2015).

Na geração, a aplicação do sistema SCADA pode ser realizada no controle automático da geração, no cálculo para despacho econômico, na previsão de demanda de curto prazo, entre outros. Na transmissão, as aplicações podem ser realizadas para a configuração da topologia da rede, para a estimação de estado, para análise de contingências, para o fluxo de carga trifásico balanceado, entre outras. Por fim, na distribuição, as aplicações podem ser feitas para identificação de faltas, isolamento e serviço de restauração, configuração da rede, controle de potência ativa e reativa, controle do fator de potência, previsão de demanda de curto prazo, entre outras (Thomas; McDonald, 2015).

3.5.1 Arquiteturas de sistemas SCADA

Os sistemas SCADA têm evoluído juntamente com a modernização e a sofisticação de tecnologias computacionais. Basicamente, sistemas SCADA podem ser divididos em três tipos de arquitetura (NCS, 2004):

- Primeira geração: monolítica.
- Segunda geração: distribuída.
- Terceira geração: em rede.

A primeira geração desenvolvida era centrada no conceito computacional, em geral centralizada, da utilização de um *mainframe*. Como resultado, sistemas SCADA eram autônomos, sem qualquer conectividade virtual com outros sistemas. Era utilizado um cabo por sinal que se desejava monitorar. Esses cabos eram agrupados em canais, saindo do equipamento, passando pela área externa da subestação até a sala de controle. O RTU utilizava um multiplexador para a aquisição de sinais e o convertia a sequência de sinais amostrados em bitmaps, os quais eram transferidos ponto a ponto até o centro de controle. A Figura 3.6 mostra esse tipo de arquitetura.

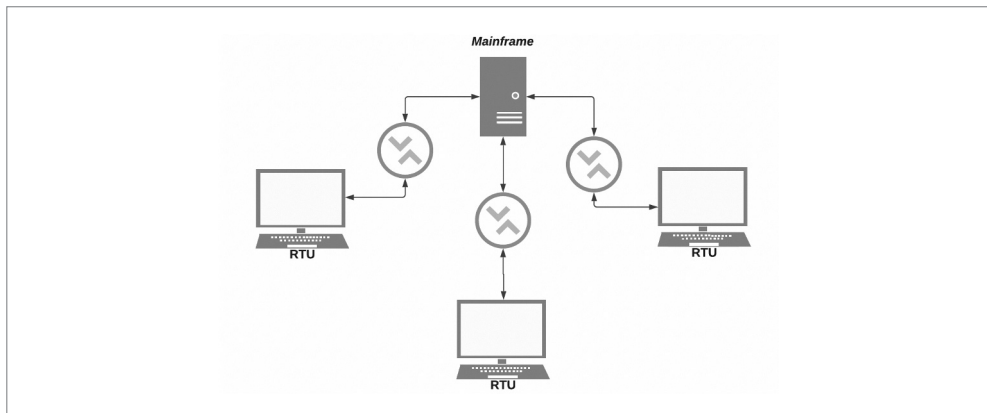


Figura 3.6 Primeira geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

A segunda geração de sistemas SCADA teve por vantagem o desenvolvimento em melhora na redução de escala de sistemas e da tecnologia de área de rede local (LAN, do inglês *local area network*). A tecnologia LAN permitiu a aplicação de um processo distribuído por meio de múltiplos agentes (NCS, 2004). Cada um desses processos poderia ter uma destinação diferente, desde processos para a operação de interfaces, provendo interface homem-máquina em estações de operação, até processos de comunicação envolvendo RTU. As redes que conectavam esses sistemas individuais eram, geralmente, baseadas em protocolos LAN, sem a capacidade de ultrapassar os limites do ambiente local. A Figura 3.7 mostra esse tipo de arquitetura.

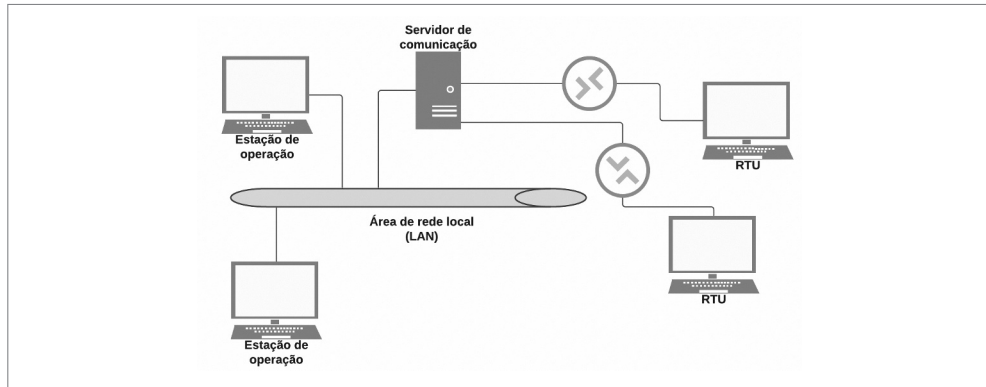


Figura 3.7 Segunda geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

Ambas as arquiteturas de primeira e segunda gerações possuíam limitações relacionadas aos protocolos de comunicação utilizados pelos seus desenvolvedores. Isso impossibilitava ou limitava a comunicação dos sistemas SCADA com outros tipos de tráfego de rede (NCS, 2004).

A terceira e mais atual geração de sistemas SCADA é parecida com a segunda geração, com a diferença principal de ser um sistema de arquitetura aberta, não sendo mais limitada a restritos protocolos de comunicação. A grande mudança feita na terceira geração é a utilização de padrões e protocolos de comunicação abertos, sendo possível distribuir as funcionalidades SCADA por meio de uma WAN, e não somente de uma LAN.

A implementação da comunicação de sistemas SCADA por meio de protocolos WAN, como exemplo o protocolo de internet (IP), possibilitou que uma porção da estação máster, responsável pela comunicação com os equipamentos em campo, torne-se separada de toda a estação máster propriamente dita. A Figura 3.8 mostra esse tipo de arquitetura.

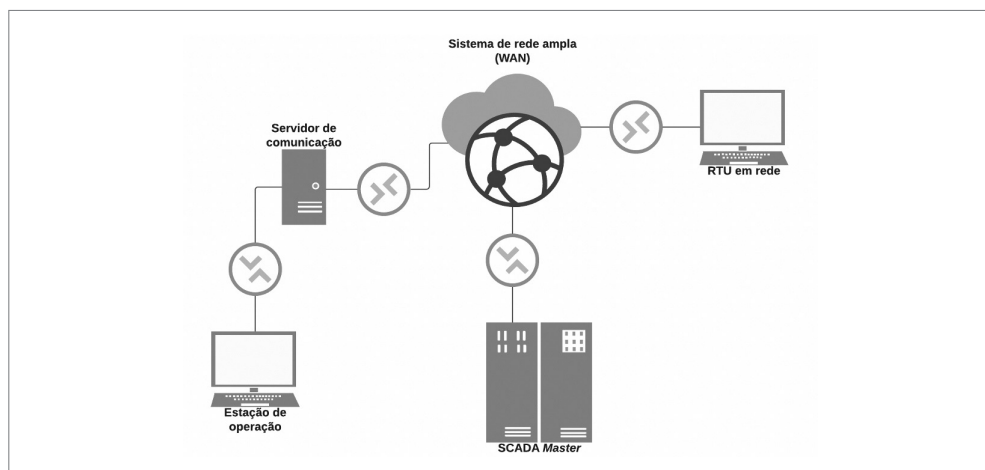


Figura 3.8 Terceira geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

Uma vez que a terceira geração tem a capacidade de distribuir o processo por locais fisicamente separados, torna-se possível construir um sistema SCADA que pode sobreviver a uma perda total de comunicação em qualquer um dos locais que fazem parte da arquitetura do sistema. Esse fato se torna uma vantagem para organizações que utilizam primordialmente sistemas SCADA.

3.5.2 Segurança cibernética e sistemas SCADA

Com a evolução dos sistemas SCADA em direção a protocolos de comunicação mais abertos, possibilitando à indústria a integralização de vários sistemas de maneira mais fácil, aliado à utilização de protocolos de transmissão e controle de dados TCP/IP e ethernet, os riscos de segurança relacionados ao acesso de pessoas não autorizadas a estes sistemas SCADA têm aumentado. De acordo com o relatório técnico NCS TIB 04-1, publicado pela National Communications System (2004), a segurança de uma rede industrial pode ser comprometida de várias maneiras ao longo do sistema, e é mais facilmente comprometida no *host*³ do SCADA ou no nível da sala de controle. De acordo com o NCS (2004):

Os computadores SCADA que registram dados em alguns repositórios de banco de dados de *back-office*⁴ devem estar na mesma rede física que os

3 Qualquer máquina ou computador conectado a uma rede, podendo oferecer informações, recursos, serviços e aplicações aos usuários ou outros nós na rede.

4 Sistema voltado para o gerenciamento de funções e atividades sem que o cliente tenha conhecimento ou contato direto.

sistemas de banco de dados de *back-end*⁵ ou ter um caminho para acessar esses sistemas de banco de dados. Isso significa que há um caminho de volta aos sistemas SCADA e, eventualmente, aos dispositivos finais por meio de sua rede corporativa.

A Tabela 3.3 resume os riscos e os impactos em sistemas SCADA por ataques cibernéticos (NCS, 2004).

Tabela 3.3 Resumo de riscos e impactos causados por ataques cibernéticos em sistemas SCADA

Descrição do ataque	Tipo de ataque	Motivo do ataque	Impacto para a vítima	Classificação do ataque (1 = alto imediato; 5 = menos imediato)	Itens necessários para o ataque	Tempo estimado para implementar estando o sistema comprometido
Negação de serviço	Desligamento do sistema	Deseja desligar o servidor e causar uma situação imediata de inoperabilidade.	Sistema SCADA trava e precisa ser reiniciado. Quando o sistema volta, ele trava novamente. Os operadores não podem mais monitorar ou controlar processos e o sistema precisará ser desligado em último caso.	2	Habilidade de inundar o servidor com chamadas de TCP/IP, o endereço de IP do servidor SCADA e o caminho para o servidor.	5 minutos
Deletar arquivos do sistema (formato de baixo nível e todos os drives locais)	Desligamento do sistema	Deseja desligar o servidor e causar uma situação imediata de inoperabilidade.	Arquivos críticos do servidor e do SCADA são perdidos e os operadores não podem mais monitorar processos, controlar plantas ou instalações.	4	Endereço de IP do servidor SCADA, caminho para o servidor, permissões para deletar arquivos.	15 minutos
Assumir o controle do sistema SCADA	Ganho de controle	Assume o controle do sistema SCADA para causar dano em sistemas industriais, possibilitando impactos ambientais, causando danos à imagem corporativa por meio de exposição pública.	Mais alto impacto, uma vez que o atacante pode modificar manualmente as condições de segurança do sistema, ou tomar o controle de plantas operacionais.	1	Endereço do IP do servidor SCADA, caminho para o servidor, e ou Trojan ou <i>back door</i> instalado.	1 hora

5 Tudo o que dá apoio às ações do usuário da máquina; por exemplo, informações trocadas entre banco de dados e navegador.

Tabela 3.3 Resumo de riscos e impactos causados por ataques cibernéticos em sistemas SCADA

Descrição do ataque	Tipo de ataque	Motivo do ataque	Impacto para a vítima	Classificação do ataque (1 = alto imediato; 5 = menos imediato)	Itens necessários para o ataque	Tempo estimado para implementar estando o sistema comprometido
Registrar digitações, nomes de usuários, senhas, ajuste de operação de sistemas, qualquer informação operacional	Mineração de informações	Coletar informações para ataques futuros.	Impacto imediato baixo, mas as informações adquiridas podem ser utilizadas para futuros ataques.	4	Endereço do IP do servidor SCADA, caminho para o servidor e mecanismo para a gravação de teclas digitadas.	15 minutos
Alteração de pontos de dados ou de ajustes no sistema SCADA	Adulteração de informações	Desejo de modificar dados corporativos ou dados de ajustes para adulterar processos.	Alto impacto, uma vez que a modificação do ajuste ou controle de operações tem efeitos adversos em processos que envolvem controle. Potencial efeito para condição de parada de operações.	2	Endereço do IP do servidor SCADA, acesso a esses servidores, algum conhecimento do software SCADA e operação interna.	45 minutos
Registro de qualquer dado de operação corporativa para ganho pessoal ou para vender para concorrentes	Mineração de informações	Tentativa de furtar dados corporativos para vender para concorrentes ou para chantagem.	Baixo impacto imediato, podendo comprometer a imagem da corporação caso os atacantes chamem atenção para o fato de o sistema estar comprometido.	4	Endereço do IP do servidor SCADA e banco de dados de servidores.	30 minutos
Modificação de pontos de dados nos gráficos SCADA para enganar operadores sobre o controle do sistema e que este precisa ser desligado	Desligamento do sistema	Causar perigo para a instalação ou empresa por meio do disparo falso de alarmes para o desligamento da planta ou instalação.	Operadores não podem mais confiar no sistema SCADA levando os operadores a acreditarem que existe uma situação de emergência na planta.	2	Endereço do IP do servidor SCADA e acesso a eles por meio da rede da companhia.	45 minutos

Fonte: traduzida de NCS, 2004.

3.5.2.1 Desenvolvimento de estratégias de segurança para sistemas SCADA

Para que uma companhia proteja a sua infraestrutura, ela deve tomar e desenvolver medidas para uma estratégia de segurança que envolve passos específicos de proteção

a qualquer sistema SCADA. Algumas dessas ações específicas são elencadas e explicadas em NCS (2004). Elas são destacadas e uma breve descrição de suas funções é dada como segue:

- Roteador de borda e firewalls: firewalls propriamente configurados e coordenados podem proteger senhas, endereços de IP, arquivos, entre outros. No entanto, sem um sistema operacional robusto, atacantes podem penetrar diretamente de maneira privada nas redes internas ou criar a condição de negação de serviço.
- Servidores de proxy: é um servidor que age como um firewall, mediando o tráfego de dados e protegendo a rede e a internet.
- Políticas e procedimentos: constituem a base da política de segurança de infraestrutura. Essas ações incluem escolhas de senhas de maior complexidade e diversidade de caracteres contendo símbolos, números e letras em caixa alta.
- Firewall SCADA: recomenda-se a utilização de um firewall robusto para a proteção dos sistemas SCADA, tanto pela parte interna da corporação, quanto pela parte do acesso à internet. Esta ação provê duas camadas de firewall entre a rede em que o sistema SCADA faz parte e a internet.
- Projeto de rede interna: redes em que sistemas SCADA fazem parte devem ser segmentadas por IP, por meio da utilização de *switches* inteligentes a técnicas adequadas de submáscaras.

Para além das ações supracitadas, proteções adicionais aplicadas ao servidor do sistema operacional SCADA, a aplicações e funcionalidades SCADA e a procedimentos e políticas para acesso ao supervísório estão entre as ações recomendadas pelo relatório da NCS (2004). A Figura 3.9 mostra um típico “anel de defesas” de rede corporativa e sua relação com a rede SCADA.

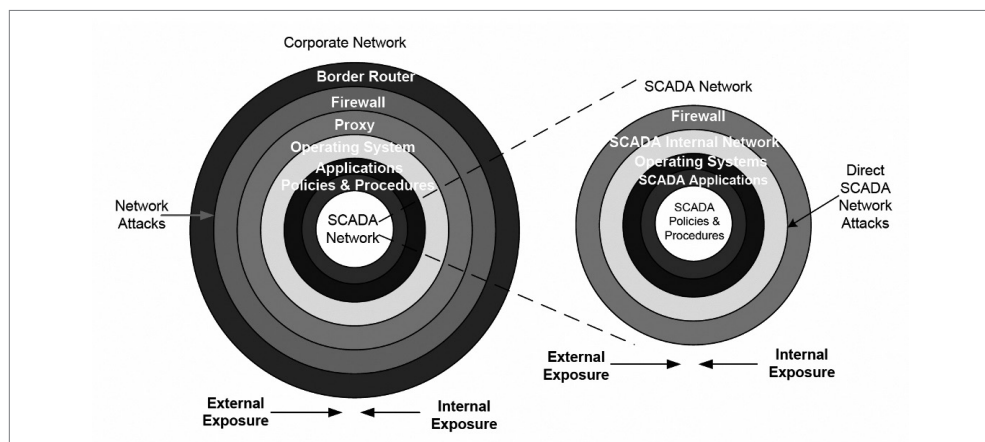


Figura 3.9 Relação entre rede de acesso corporativo e rede SCADA.

Fonte: NCS, 2004.

3.6 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Nos modernos sistemas de potência, a necessidade de aplicação do conceito de redes elétricas inteligentes tem trazido a necessidade de maior observabilidade em uma área mais ampla dos sistemas aumentando sua confiabilidade, proteção, controle, medições e funções de alarme em subestações utilizando modernos IED (Bansal, 2019).

A automação de subestações (SA, do inglês *substation automation*) envolve o desenvolvimento de técnicas e sistemas de alarme para o monitoramento das grandezas elétricas e condições de operação dos alimentadores, que chegam e saem das subestações (SE), integrando o controle de tensão/potência reativa (VVC, do inglês *volt-var control*), de maneira a otimizar o gerenciamento dos ativos (energia elétrica comercializada) e aumentar a eficiência da manutenção e operação com mínima interferência humana (Thomas; McDonald, 2015).

Como já discutido, com o desenvolvimento de modernos IED, a possibilidade de modernização e aplicação de soluções inteligentes para controle e operação levou à concepção de projetos de SE modernas. Os IED são a chave para a integração e a automação de uma SE. Esses equipamentos possibilitam a troca de dados tanto operacionais quanto não operacionais.

De uma maneira geral, o novo processo de automação de SE está diretamente relacionado à digitalização dos seus processos de monitoramento e controle. A digitalização de uma subestação permite a implementação de equipamentos tecnologicamente avançados com múltiplas funções e a interoperabilidade (comunicação) entre eles. Essas funcionalidades permitem, na concepção do projeto da SE, uma redução no número de equipamentos de medição, controle e processamento de dados, reduzindo-se, assim, a quantidade de condutores empregados para a alimentação e

transmissão de dados entre os elementos em campo e a sala de controle. Isso implica menores quantidades de equipamentos, menores quantidades de condutores, tamanhos reduzidos de salas de operação, aumentando ainda a confiabilidade de operação do sistema.

No entanto, para que seja possível obter leituras de algumas condições de operação do sistema, são necessários a utilização de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potência (TP), para que as medidas sejam adequadas a valores compatíveis com os instrumentos da sala de operação de uma SE. Esses sinais de corrente e tensão são de natureza analógica e, para que sejam digitalizados, unidades de fusão (MU, do inglês *merging units*) são empregadas. As MU são unidades de interface que aceitam múltiplas entradas analógicas de TC/TP, entradas binárias e produzem múltiplas saídas digitais sincronizadas no tempo. Esse sinal digital pode ser transmitido via ethernet. A Figura 3.10 mostra o princípio de uma MU.

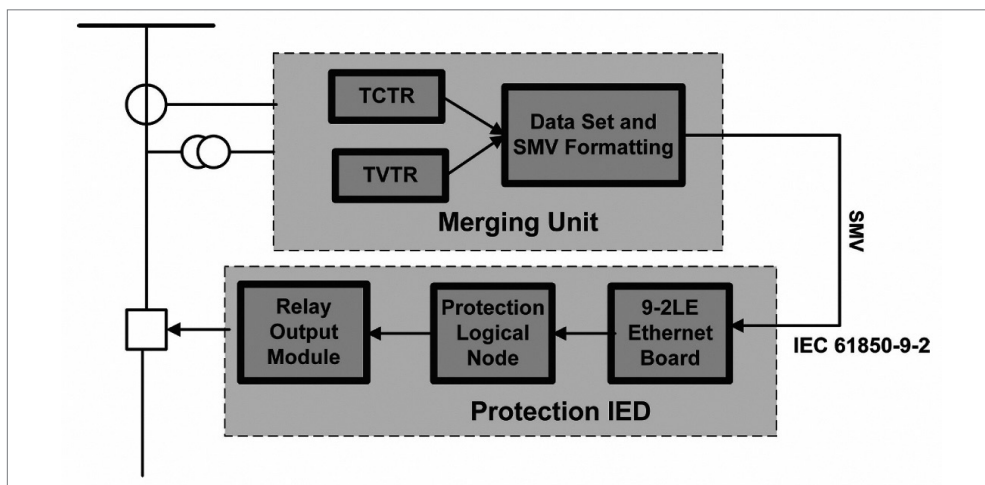


Figura 3.10 Princípio de uma MU.

Fonte: Bansal, 2019.

Como pode ser visto na Figura 3.10, os sinais analógicos dos TC/TP são digitalizados nos MU. As proteções IED recebem os sinais amostrados do processo via módulo ethernet de acordo com a padronização de comunicação IEC 61850-9. O módulo ethernet faz a reamostragem do sinal de entrada transformando-o em um sinal adequado para os algoritmos implementados nas proteções digitais (Bansal, 2019).

3.6.1 Tecnologias modernas de proteção e funções de automação

Em subestações com tecnologias tradicionais, os relés de proteção recebem informações de TC/TP e posteriormente enviam sinais às chaves de proteção ou manobra via

cabo. Em uma subestação baseada em uma abordagem moderna, a informação dos TC/TP chega a cada relé via LAN, os relés trocam informações via LAN e as chaves de proteção ou manobra recebem informações via mensagem do tipo GOOSE (do inglês *generic object oriented substation event*) (Thomas; McDonald, 2015). Mensagens GOOSE são mensagens baseadas em eventos de tempo crítico, utilizadas na transmissão de dados entre dispositivos dentro de um grupo *multicast*⁶ utilizando-se de uma estrutura de comunicação entre seus pares. A Figura 3.11 mostra esquemas de proteção via cabo e via LAN.

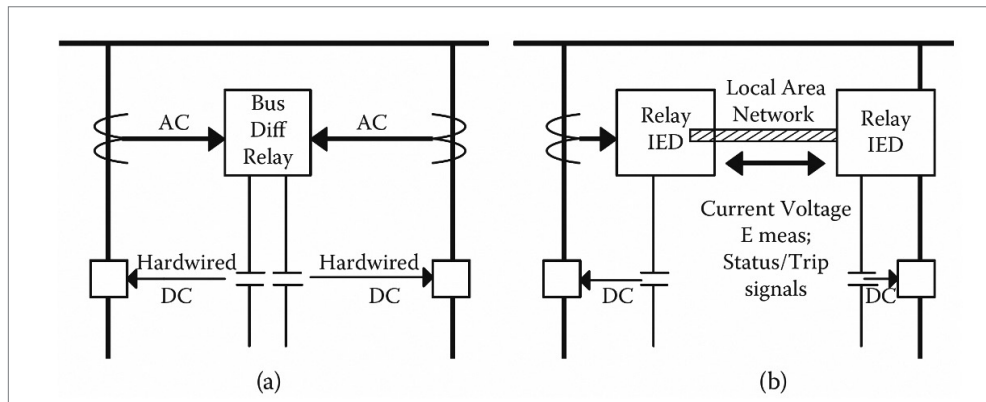


Figura 3.11 a) Proteção via cabo; e b) proteção via LAN.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

Uma das vantagens de se utilizar a tecnologia mostrada na Figura 3.11 a) está relacionada à eficiência proporcionada às proteções. No caso de falha de alguma chave ou disjuntor, em uma SE com tecnologia tradicional, o sinal de comando para a proteção de retaguarda é feito via cabo, enquanto para uma SE com uma solução baseada em IED, o sinal de comando para a proteção de retaguarda é feito via LAN. Além da redução de cabos para a segunda solução, há um aumento no desempenho e na confiabilidade do sistema de proteção. A Figura 3.12 mostra a situação citada.

6 *Multicast* é a transmissão de informação para múltiplos destinatários simultaneamente.

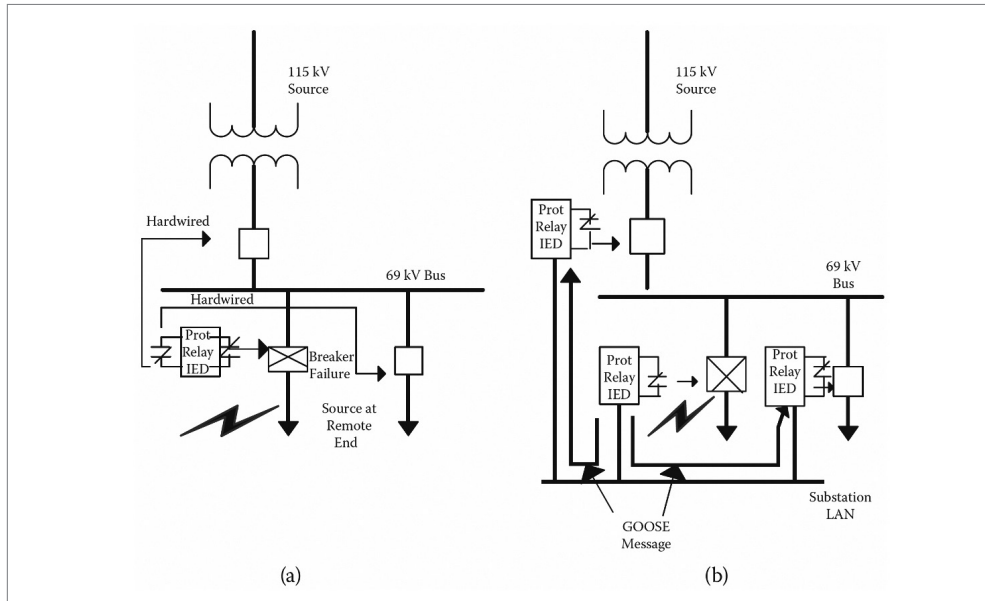


Figura 3.12 a) Proteção via cabo; e b) proteção via mensagem GOOSE via LAN.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

Para os casos de automação das funções de aplicação de uma SE, o emprego de soluções inteligentes inclui falha inteligente de barramento, restauração automática de cargas, relés adaptativos e monitoramento das condições de equipamentos.

Quando ocorre a perda de um transformador por alguma falha ou defeito, tradicionalmente, toda a carga deste é transferida para um segundo transformador, quando existem dois transformadores na SE. Isso pode vir a sobrecarregar este transformador, conforme o caso citado na Subseção 3.2.1. Para que isso não ocorra, em uma SE inteligente, um esquema de falha de barramento inteligente pode ser implementado. Isso pode ser alcançado por meio do sombreamento de carga (*load shedding*) ou pela retirada de algum alimentador temporariamente. De acordo com Thomas e McDonald (2015), esse esquema permite uma melhor utilização de equipamentos e uma maior alimentação de cargas até que o defeito seja resolvido e, assim, a contingência seja extinta.

Outro caso em que funções inteligentes podem ser aplicadas se encontra na adaptação dos ajustes de relés de proteção. Como exemplo, pode-se citar a saída de um gerador do sistema ou falha em um trecho de uma linha de transmissão. Nesse caso, o fluxo de cargas pode ser desviado somente por um trecho da linha e, consequentemente, sobrecarregá-lo. Esse fato pode vir a acionar alguns relés de proteção de sobrecarga, por exemplo. Para evitar a desconexão total da linha, um sistema máster em um centro de controle pode receber essa informação e informar uma SA

do evento. O sistema dessa SA pode alterar, de maneira apropriada, os ajustes dos relés de proteção até que o problema inicial seja eliminado.

O monitoramento das condições de equipamentos tem um papel importante nas SE modernas. Esse monitoramento inclui detecção de umidade, de condições de operação de buchas, chaves, disjuntores, TAP de transformadores, quantidade de gás no óleo dos transformadores, entre outros. Esta ação tem por objetivo a prevenção de falhas por meio de manutenção preditiva e, por consequência, o aumento da vida útil dos equipamentos existentes em uma SA.

A Figura 3.13 mostra que a arquitetura de uma SE digital pode ser dividida em 3 níveis: nível de processo, nível de proteção e controle e nível de barra de estação.

No nível de processo, os dados dos equipamentos em campo são transmitidos via LAN. A barra de processo permite ações de controle e proteção por meio do sistema SCADA. No nível de proteção e controle, equipamentos secundários como controladores de Bay, relés de proteção, rede ethernet e chaves, IED e outros equipamentos de medição avançados são empregados. No nível de barra de estação, a comunicação LAN possibilita a comunicação entre múltiplos dispositivos e clientes. A estação de controle contém a interface homem-máquina para a visualização de eventos que possam vir a ocorrer na SE por meio do processamento de dados obtidos em tempo real pelos equipamentos avançados de monitoramento.

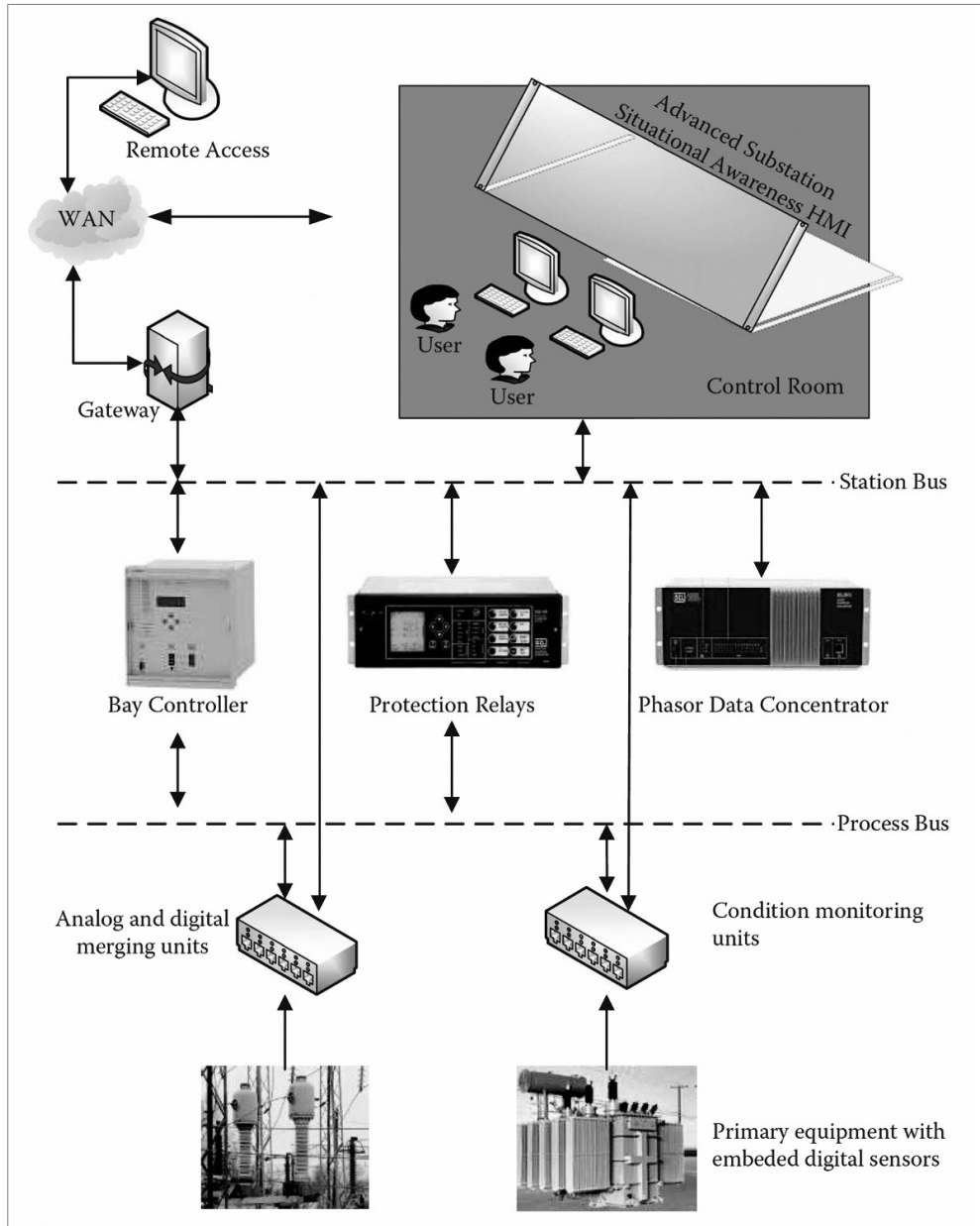


Figura 3.13 A nova SE digital.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

3.7 DISPOSITIVOS FACTS

O fluxo de potência é amplamente distribuído em linhas de transmissão devido à impedância da linha. Linhas de transmissão com baixa impedância permitem um maior fluxo de potência do que as de alta impedância. Isso nem sempre vantajoso, uma vez que quase sempre uma grande variedade de problemas operacionais pode surgir. Exemplos desses problemas que o fluxo de potência, ativa e reativa, sem regulação podem ocasionar são: perda de estabilidade do sistema, fluxo de potência em *loop*, altas perdas na transmissão, violações de limites de tensão, impossibilidade de utilizar a máxima capacidade das linhas de transmissão devido ao limite térmico dos condutores e falhas em cascata (Acha *et al.*, 2004). Mais precisamente, além da perda de energia por efeito joule relacionada à potência ativa transmitida, o fluxo de potência reativa resulta em perdas extras na resistência dos condutores. Esse fato está relacionado às naturezas indutiva e capacitiva das linhas de transmissão.

Em uma linha de transmissão pouco carregada, a potência reativa absorvida pela indutância da linha se torna bem menor em comparação com a potência reativa gerada pela capacitância da linha. Dessa maneira, há um aumento no nível de tensão da linha e este pode ultrapassar os limites admissíveis dos equipamentos de potência presentes ao longo da linha. Do contrário, em uma linha muito carregada, a indutância necessária para a indutância da linha se torna muito maior do que a potência reativa gerada pela capacitância da linha (Sen; Sen, 2009). Esse fato causa uma diminuição do nível de tensão ao longo da linha e, em determinado ponto, pode ficar abaixo dos limites aceitáveis de operação.

Uma das soluções para sanar os problemas supracitados é a construção ou ampliação de plantas de potência e linhas de transmissão. Porém, além de financeiramente dispendioso, o tempo que se leva para que a solução possa ser utilizada é muito alto. Com o avanço dos semicondutores de potência, uma nova solução tem sido aplicada e tem como nome genérico sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (Facts) (Sen; Sen, 2009).

De maneira geral, o conceito Facts é baseado na inserção de métodos e dispositivos eletrônicos de potência, no lado de alta tensão do sistema elétrico, com o objetivo de torná-lo eletronicamente controlável. A Figura 3.14 mostra as principais técnicas utilizadas para se controlar a tensão ao longo de uma linha de transmissão utilizando Facts.

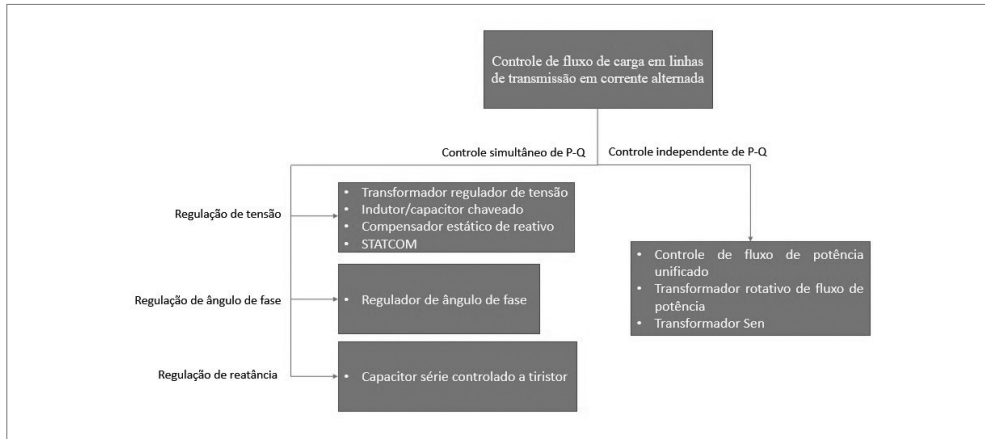


Figura 3.14 Técnicas Facts.

Fonte: traduzida de Sen; Sen, 2009.

O método mais tradicional, que vem sendo utilizado há mais de 1 século, é o método que se utiliza da mudança de TAP de transformadores para promover a regulação de tensão. Esses transformadores reguladores de tensão podem ser de dois enrolamentos isolados ou autotransformadores.

Um método indireto de regular a tensão de uma linha se faz por meio da conexão de um indutor ou capacitor em paralelo com a linha de transmissão. O indutor conectado em paralelo absorve potência reativa da linha e diminui seu nível de tensão, enquanto um capacitor conectado em paralelo com a linha aumenta o nível de tensão, uma vez que gera potência reativa (Acha *et al.*, 2004). A Figura 3.15 mostra esses métodos.

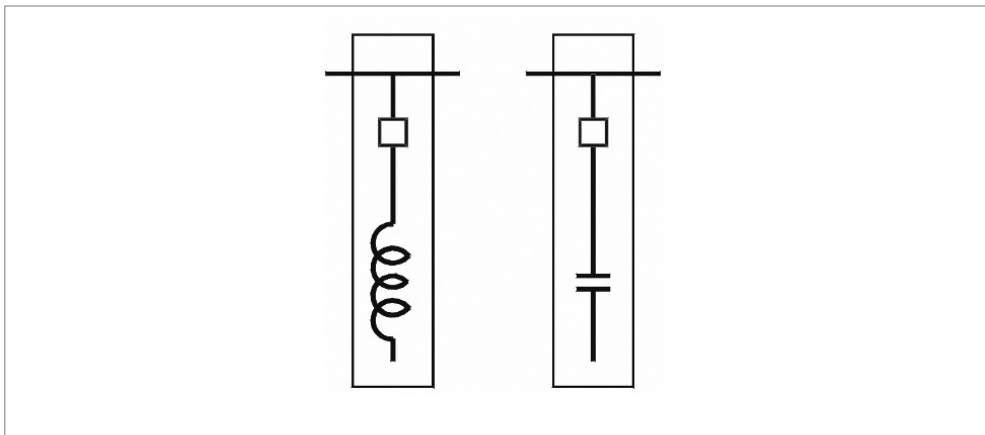


Figura 3.15 Indutor e capacitor chaveados.

Fonte: Acha *et al.*, 2004.

O compensador estático de reativo (SVC, do inglês *static var compensator*) é constituído de capacitores que são conectados direta e continuamente em paralelo com a linha, além da conexão de um indutor em paralelo por meio de chaves a tiristores. Operacionalmente, um SVC se comporta como uma reatância variável conectada em paralelo com a linha, que gera ou absorve potência reativa de maneira a regular a magnitude de tensão no ponto em que está conectado. Essa técnica é extensivamente utilizada para o controle rápido de potência reativa e, por consequência, regulação de tensão. A Figura 3.16 mostra a representação de um SVC trifásico com capacitores fixos e reatores controlados a tiristores.

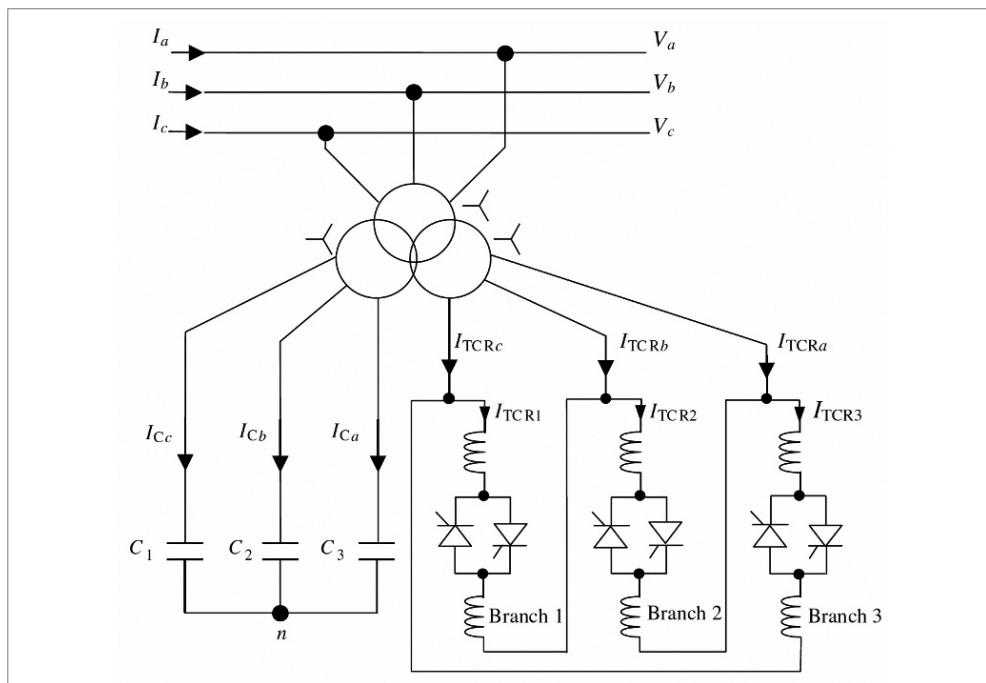


Figura 3.16 SVC trifásico com capacitores fixos e reatores controlados por tiristores.

Fonte: Acha et al., 2004.

O compensador estático (STATCOM, do inglês *static compensator*) consiste em uma fonte controlada por tensão (VSC, do inglês *voltage source converter*) e um transformador associado, conectado em paralelo com a linha. Seu efeito na regulação é similar ao de um compensador síncrono, porém não possui parte rotativa. Operacionalmente, funciona como um SVC, com a vantagem de ser mais robusto, não impactando o seu funcionamento na presença de baixas tensões. A Figura 3.17 mostra uma representação esquemática de um STATCOM.

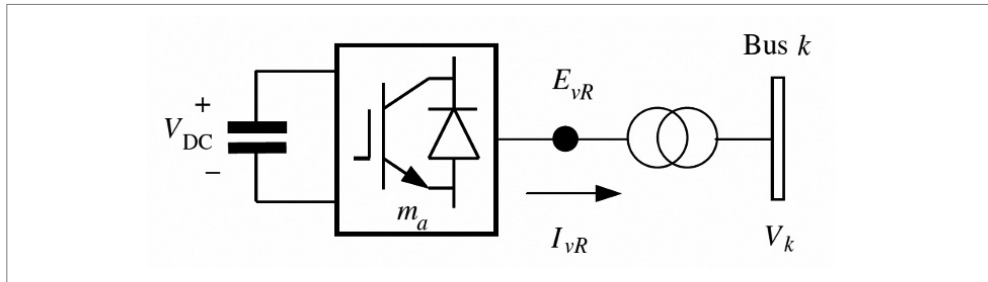


Figura 3.17 Representação esquemática de um STATCOM.

Fonte: Acha et al., 2004.

O fluxo de potência em uma linha de transmissão também pode ser controlado por meio de um regulador de ângulo de fase (PAR, do inglês *phase angle regulator*). Levando-se em consideração apenas tecnologias que se utilizam de chaves eletrônicas, um capacitor variável conectado em série (TCSC, do inglês *thyristor controlled series capacitor*) ou um indutor variável (TCR, do inglês *thyristor controlled reactor*) podem ser utilizados. Se o ângulo de fase nas duas pontas de uma linha de transmissão é aumentado por meio da utilização de um PAR, o fluxo de potência ativa na linha também aumenta. Isso pode ser feito por meio da regulação da reatância da linha. A Figura 3.18 mostra a representação de um capacitor série controlado a tiristor para regulação da reatância da linha.

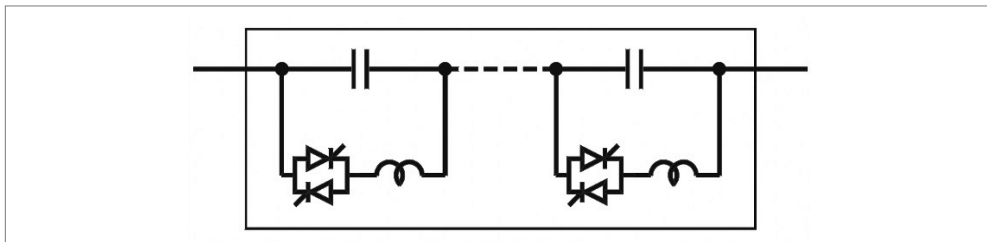


Figura 3.18 Capacitor série controlado a tiristor para regulação de reatância em linha de transmissão.

Fonte: Sen; Sen, 2009.

Outro dispositivo que pode ser utilizado para o controle do ângulo de fase de uma linha de transmissão é um transformador que é conectado em série com a linha de transmissão e utiliza da mudança de TAP para a mudança da indutância da linha.

O controle simultâneo do fluxo de potência ativa, reativa e de magnitude de tensão pode ser realizado por meio de um controlador de fluxo de potência unificado (UPFC, do inglês *unified power flow controller*). Esse dispositivo consiste em dois VSC compartilhando um capacitor comum no seu lado em corrente-contínua e um controle unificado. A Figura 3.19 mostra um diagrama simplificado de um UPFC.

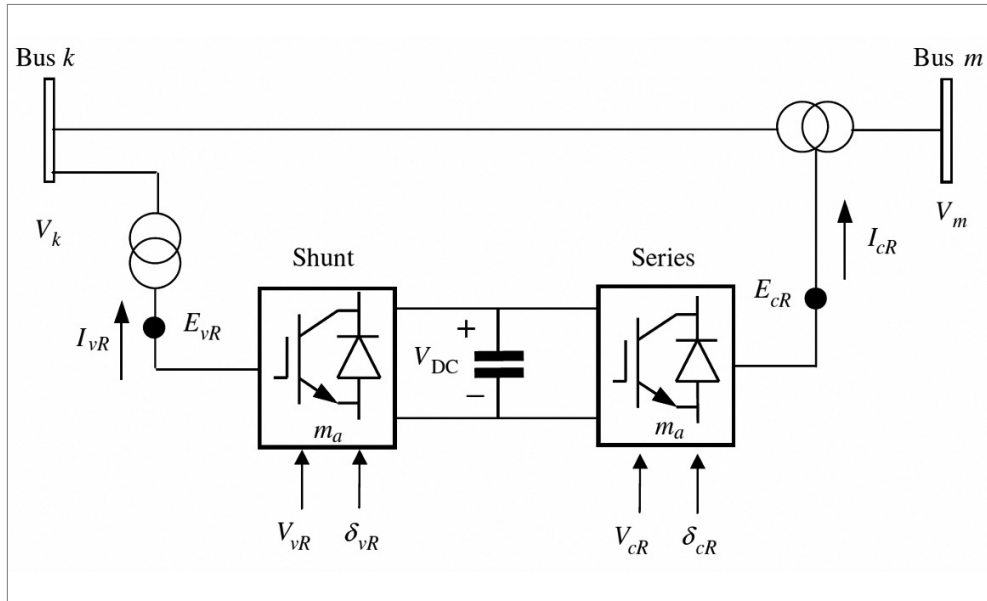


Figura 3.19 Controle esquemático de um UPFC.

Fonte: Acha et al., 2004.

O UFPC permite o controle independente de fluxo de potência ativa, reativa ou nenhum deles.

Por fim, uma técnica não muito usual é a dos transformadores SEN. A Figura 3.20 mostra o circuito esquemático de um SEN.

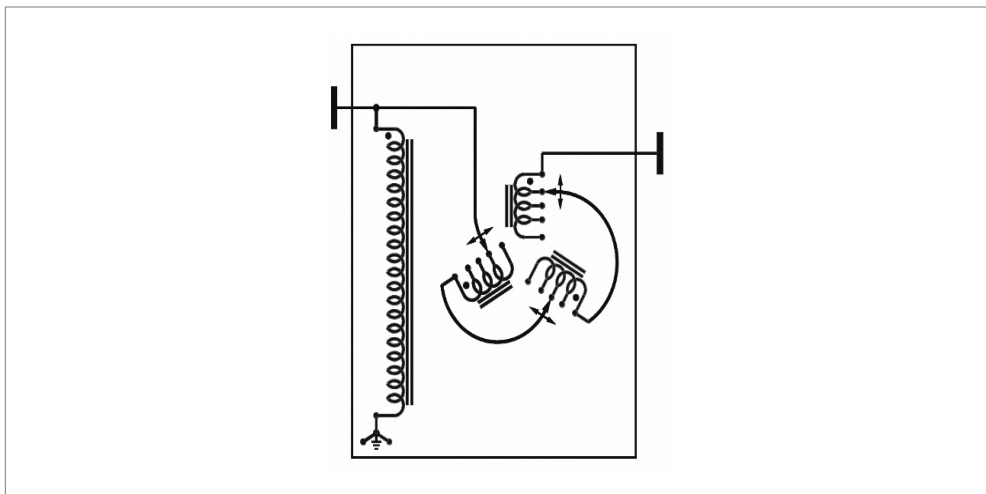


Figura 3.20 Circuito esquemático de um transformador SEN.

Fonte: Sen; Sen, 2009.

Tendo o seu nome concebido em homenagem aos seus inventores, o transformador SEN possui controle independente de fluxo de potência ativa e reativa, com um baixíssimo custo que se justifica pelo fato de ser utilizado somente um transformador e mudanças de TAP. O transformador SEN cria uma compensação de tensão em série que é variável em magnitude e ângulo de fase. Nesse dispositivo, isso possível por causa da combinação das funções de autotransformador e de PAR em uma única unidade.

A Tabela 3.4 mostra, de maneira resumida, o papel dos dispositivos Facts, apresentados aqui, em um sistema de potência.

Tabela 3.4 O papel dos dispositivos Facts no controle de sistemas de potência

Problema operacional	Ação corretiva	Dispositivo Facts
Limites de tensão		
Baixa tensão a alto carregamento	Fornecimento de potência reativa	STATCOM, SVC
Alta tensão a baixo carregamento	Absorção de potência reativa	STATCOM, SVC, TCR, SEN
Alta tensão seguida de falta	Absorção de potência reativa. Prevenção de sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR, SEN
Baixa tensão seguida de falta	Fornecer potência reativa. Prevenção de sobrecarga	STATCOM, SVC
Limites térmicos		
Circuito sobrecarregado	Redução de sobrecarga	TCSC, UPFC, PAR
Falha de circuitos em paralelo	Limitação de carregamento de circuitos	TCSC, UPFC, PAR
Fluxos em ciclo		
Compartilhamento de cargas de linhas em paralelo	Ajuste de reatância em série	UPFC, TCSC, PAR
Compartilhamento de fluxo de potência pós-falta	Reajuste de rede ou ações para o limite térmico dos condutores	TCSC, UPFC, PAR
Reversão do sentido do fluxo de potência	Ajuste de ângulo de fase	UPFC, PAR

Fonte: traduzida de Acha *et al.*, 2004.

A utilização de dispositivos Facts em sistemas de transmissão de energia elétrica está relacionada à filosofia das redes elétricas inteligentes, uma vez que, de maneira automática, proporciona ajustes aos parâmetros elétricos do sistema, de modo a proporcionar uma maior confiabilidade e segurança na operação dos mesmos. Além disso, esses dispositivos contribuem para a postergação da ampliação dos sistemas elétricos de potência diminuindo os impactos ambientais, ou seja, atende a necessidade do sistema de maneira sustentável, proporcionando, conseqüentemente, uma maior qualidade de vida aos cidadãos.