

# Capítulo 1

## Introdução à Operação em Tempo Real de Sistemas de Potência

### 1.1 Evoluções na Operação de Sistemas de Potência

Em meados da década de 60, a operação de sistemas elétricos de potência havia evoluído a ponto de se ter reconhecido a necessidade de um controle central para todo o sistema sob a jurisdição de uma dada empresa. Este estágio foi alcançado a partir do desenvolvimento de dois sistemas de controle e tele-comando que, por suas características, necessitavam de uma estrutura centralizada para sua implementação: o controle automático de geração e o controle supervisão. Na então nova estratégia centralizada, os controles locais anteriormente desenvolvidos (regulação de tensão e velocidade, chaveamentos, proteção, etc.) passaram a integrar o nível mais baixo na hierarquia de controle, enquanto que os controles centrais ocupavam o nível mais alto. Tornava-se assim importante que fossem criados canais de comunicação entre os níveis mais altos de controle e os controles locais.

O controle automático de geração, destinado a controlar a geração das principais usinas do sistema de modo a manter a frequência constante e igual a seu valor nominal, havia se desenvolvido significativamente na década de 50. Com a crescente tendência à interligação entre sistemas de potência vizinhos, o controle automático de geração passou também a controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. Mais tarde, foi incorporado um laço mais externo a fim de otimizar os custos de geração, o que se tornou conhecido como controle para despacho econômico. Por sua natureza global, o controle automático de geração, com ou sem características econômicas, requeria uma estrutura centralizada.

O controle supervisão, por sua vez, evoluiu de uma atuação no nível regional/distrital para abranger todo o sistema. Tradicionalmente este controle incorpora funções como o controle remoto de abertura e fechamento de disjuntores e de dispositivos para regulação de tensão, tais como variadores de “taps” de transformadores, capacitores, etc.

Ao final da década de 60, questões relacionadas à segurança de operação dos sistemas, como consequência de alguns “black-outs” ocorridos na costa leste americana, tornaram-se relevantes a ponto de provocar uma mudança significativa na filosofia de operação. A esta altura, o grau de interligação dos sistemas de potência era tal que a tarefa dos operadores tornava-se crescentemente difícil sem a disponibilidade de ferramentas adicionais que processassem a grande quantidade de dados disponíveis e a apresentassem ao operador de forma organizada. Coincidentemente, o mesmo período testemunhava um grande desenvolvimento na área de computação, com o surgimento dos minicomputadores, e também

na área telecomunicações. A conjunção destes fatores, quais sejam, as dificuldades para a operação de sistemas de potência cada vez mais interligados e os importantes desenvolvimentos tecnológicos em computação e telecomunicações, propiciou o surgimento das funções ligadas à monitoração e análise de segurança. Ao final dos anos 60, os engenheiros de sistemas de potência, motivados pela evidente necessidade de se dispor de estratégias de controle e operação mais globais, começavam a analisar o problema de um ponto de vista sistêmico. Deste reconhecimento surgiu o novo conceito de *operação de sistemas de potência com considerações de segurança*. Este conceito partiu da constatação de que as ferramentas então disponíveis para auxiliar o operador do sistema nos complexos processos de tomada de decisão relativos à segurança do sistema eram inadequadas. O objetivo do *controle de segurança* é manter o sistema de potência operando, sem sobrecargas de equipamento e atendendo a todos os consumidores, em qualquer condição de operação. Para melhor caracterizar o conceito, é necessário introduzir as noções de *estados de operação*, o que é feito na seção subsequente.

## 1.2 Restrições de Carga, Operação e Segurança - Estados de Operação

A operação de um sistema de potência obedece a certas condições que podem ser expressas sob a forma de dois conjuntos de restrições:

1. **Restrições de Carga** - Estas restrições simplesmente traduzem o fato de que o sistema de potência deve satisfazer a demanda da carga. Portanto, são *restrições de igualdade*, expressas matematicamente como:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (1.1)$$

onde  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{u}$  são vetores de variáveis dependentes e de variáveis de controle, respectivamente, e  $\mathbf{g}$  é um vetor de funções não-lineares. A equação (1.1) corresponde na verdade às equações de fluxo de potência em regime permanente para o sistema considerado.

2. **Restrições de operação** - As restrições de operação refletem a necessidade de que os limites operacionais dos equipamentos do sistema (linhas de transmissão, transformadores, geradores, etc.) devem ser respeitados. Como tal, são *restrições de desigualdade*, representadas matematicamente por

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \quad (1.2)$$

onde  $\mathbf{h}$  é um vetor de funções não-lineares.

Se ambas as restrições de carga e operação são satisfeitas, diz-se que o sistema de potência está no *estado normal de operação*. Ao responder às pequenas variações de carga usuais, pode-se considerar que o sistema está passando de um estado normal para outro, e que cada estado normal corresponde a uma condição de regime permanente. Quando as restrições de carga são satisfeitas mas alguma restrição de operação está sendo violada,

diz-se que o sistema está no *estado de emergência*. O estado de emergência é atingido como consequência da ocorrência de uma perturbação no sistema, tal como uma grande variação de carga, um curto-circuito, uma perda de geração, etc. Como decorrência das ações de controle para aliviar um estado de emergência, é possível que se atinja uma condição em que as sobrecargas em equipamentos são aliviadas (e portanto, as restrições de segurança voltam a ser satisfeitas), porém às expensas do não-atendimento de parte dos consumidores. Ou seja, as restrições de carga deixam agora de ser atendidas. Esta situação caracteriza o chamado *estado restaurativo de operação*.

O objetivo do controle de segurança é manter o sistema operando no estado normal de operação, isto é, minimizar as transições deste estado para os estados de emergência ou restaurativo. O que se costuma chamar de *segurança do sistema* é a capacidade de um sistema de potência no estado normal sofrer uma perturbação sem passar ao estado de emergência. Face a um dado conjunto de perturbações, ou *contingências*, mais prováveis, o estado normal de operação pode então ser adicionalmente caracterizado como seguro ou inseguro. Na prática, esta caracterização requer que seja inicialmente elaborada uma lista das contingências mais prováveis na condição de operação corrente. Tais contingências podem incluir saídas de linhas, saídas de geradores, etc., e são resultado de um processo chamado *seleção de contingências*. Face a esta lista de contingências em potencial, pode-se verificar se o sistema resiste ou não ao impacto de cada uma das contingências da lista sem ingressar nos estados de emergência ou restaurativo. Se  $\mathbf{s}$  é um vetor de funções que consiste de todas as restrições de operação e de carga para cada contingência da lista, é possível caracterizar matematicamente as **restrições de segurança** como:

$$\mathbf{s}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \quad (1.3)$$

Assim, quando a desigualdade (1.3) é satisfeita, concluímos que o sistema não sairá do estado normal de operação na eventualidade de ocorrência de qualquer contingência da lista pré-selecionada. Neste caso, diz-se que o sistema está no *estado normal-seguro*. Se, por outro lado, for verificado que o sistema sairá do estado normal na hipótese da ocorrência de alguma das contingências da lista, diz-se que o estado de operação é *normal-inseguro* ou de *alerta*. A Figura 1.1 representa um diagrama de transição entre os diversos estados de operação de um sistema de potência.

Tendo em vista sua implementação prática, a análise de segurança de sistemas de potência é composta de três etapas:

1. *Monitoração de Segurança* - Esta etapa tem por objetivo identificar qual o estado operativo corrente do sistema, a partir de dados que abrangem todo o sistema de potência. A intervalos regulares de tempo, os dados obtidos em tempo real são processados para se determinar as condições de operação do sistema e possíveis violações nas restrições de operação dadas por (1.2). A topologia atual da rede também é determinada nesta etapa.

2. *Análise de Contingências* - Visa determinar a segurança do sistema face ao conjunto pré-selecionado de contingências mais prováveis. Isto normalmente é realizado através de alguma forma de simulação, ainda que aproximada, destas contingências, utilizando-se para isto o modelo do sistema de potência determinado em tempo real na etapa anterior. Embora seja desejável se realizar tanto a análise estática de contingências quanto a análise dinâmica de contingências (que detectaria possíveis tendências do sistema à instabilidade dinâmica em decorrência das contingências), as dificuldades práticas de implementação desta última praticamente a inviabilizam.



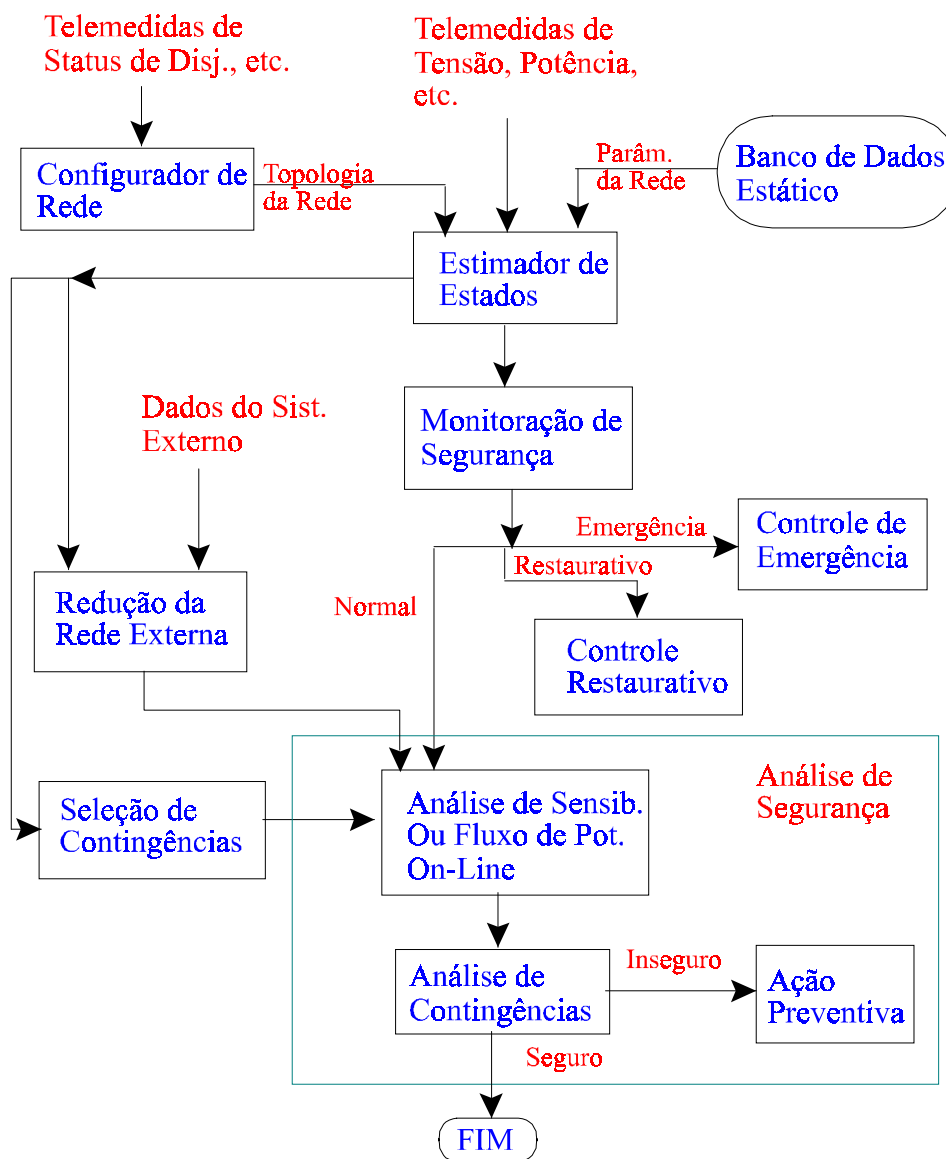


Figura 1.2: Principais aplicativos da operação em tempo real.

SCADA para determinar a topologia atual da rede (isto é, o diagrama unifilar do sistema de potência).

2. *Pré-Filtragem* - Conjunto de testes de compatibilidade realizados sobre os dados de analógicos do sistema com o objetivo de detectar as medidas flagrantemente errôneas, que são em seguida descartadas para não comprometer a modelagem em tempo real do sistema de potência.
3. *Estimação de Estados* - Os dados de entrada para o estimador de estados são: a topologia da rede, previamente determinada pelo Configurador; o conjunto de telemidas analógicas pré-filtradas; e os parâmetros da rede, armazenados em um banco de dados estático. A estimação de estados é um conjunto de programas computacionais que processam dados analógicos redundantes e contaminados por ruído com a finalidade de fornecer a melhor estimativa (em um sentido a ser definido no Capítulo 3) para as tensões complexas nas barras do sistema. Para cumprir este objetivo, a estimação de estados é composta de diversos aplicativos destinados a: verificação se as informações contidas nas telemidas permitam o cálculo dos estados (*análise de observabilidade*); detectar e identificar a possível presença de medidas espúrias (*processamento de erros grosseiros*); e estimação de estados propriamente dita.
4. *Monitoração de Segurança* - A partir da condição de operação corrente determinada pelo estimador de estados, é possível se identificar se o estado de operação é normal, de emergência ou restaurativo. Isto é feito através da verificação do cumprimento das restrições de carga (ver 1.1) e de operação (desigualdade (1.2)). Se se verificar que o sistema está no estado de emergência, deve ser acionado o *Controle de Emergência*, que visa aliviar a sobrecarga detectada em elementos da rede através de medidas tais como manobras na rede, entrada em operação de geradores ou alívio de carga. Caso o estado de operação identificado seja o estado restaurativo, as providências a serem tomadas devem ser no sentido de se recompor o sistema de modo que todos os consumidores voltem a ser atendidos. Este conjunto de providências é genericamente referido como *controle restaurativo*. Finalmente, se for verificado que o sistema tem a está no estado normal, o próximo passo é realizar a análise de segurança.
5. *Análise de Segurança* - Visa a segurança do estado de operação face a um conjunto de contingências pré-selecionadas. Como em geral o sistema de potência em questão está interligado com outros sistemas (pertencentes, por exemplo, a outras concessionárias de energia elétrica) e como a reação deste sistema externo é relevante na avaliação do impacto das contingências, torna-se necessário modelar, pelo menos aproximadamente, o sistema externo. Portanto a análise de segurança é composta de aplicativos com as seguintes finalidades específicas:
  - *Seleção de Contingências* de ocorrência mais provável para a condição de operação recém-determinada pelo estimador de estados;
  - *Modelagem do Sistema Externo*, seja através de um equivalente, seja através de um modelo explícito aproximado, de forma a representar aproximadamente a reação do sistema externo a contingências no sistema de potência sob análise;

- *Análise de Contingências*, através da qual é verificado o efeito de cada contingência da lista pré-selecionada através de métodos aproximados, como análise de sensibilidade, ou através de um programa de fluxo de potência desacoplado rápido.
6. *Controle Preventivo* - O controle preventivo é acionado no caso em que a Análise de Segurança concluir que o sistema de potência é inseguro face a uma ou mais contingências da lista selecionada. As ações preventivas são determinadas a partir de programas de otimização (programação linear ou não-linear) que visam determinar a melhor condição de operação que satisfaça simultaneamente as restrições de carga, de operação e de segurança.

## 1.4 Configurações Típicas de Sistemas Computacionais para Centros de Operação

### 1.4.1 Requisitos

O sistema central de qualquer centro de operação de sistemas de potência é formado pelo sistema central de computadores e pelo equipamento para interface homem-máquina (IHM). Vários elos de comunicação convergem para o sistema central, que coleta os dados adquiridos pelas unidades terminais remotas, analisa-os e apresenta os resultados para o operador, que tem a decisão final e a responsabilidade de operar o sistema. Assim, espera-se que o sistema central tenha a capacidade de subsidiar, com informações confiáveis e adequadamente apresentadas, as decisões a serem tomadas pelo operador.

Embora vários requisitos específicos possam ser impostos ao sistema central, de acordo com as exigências e as necessidades da empresa usuária, existem alguns requisitos que são gerais e fundamentais para qualquer sistema. Estes requisitos que afetam significativamente o projeto do sistema central e a estrutura e desempenho do sistema de controle como um todo são os seguintes:

- *Tempo de resposta* - É definido como o intervalo de tempo entre o instante em que uma função é requisitada e o instante em que a resposta correspondente torna-se disponível. Como se espera que o ambiente de operação seja um ambiente em tempo real, normalmente se exige que o sistema computacional responda suficientemente rápido a uma variação em seu ambiente de forma a refletir adequadamente tal variação. Entre os principais fatores que afetam o tempo de resposta, podemos citar: carga de trabalho dos computadores, arquitetura do sistema computacional, sistema operacional, base de dados e software de acesso correspondente, estrutura e organização do software.
- *Disponibilidade* - Este requisito se origina do fato de que se espera que o sistema central esteja sempre em operação. A disponibilidade é definida como a percentagem do tempo em que o sistema está efetivamente em operação. Em geral, espera-se que os valores de disponibilidade sejam altos, de ordem de 99 %. Este nível de disponibilidade exige duplicação de equipamento.

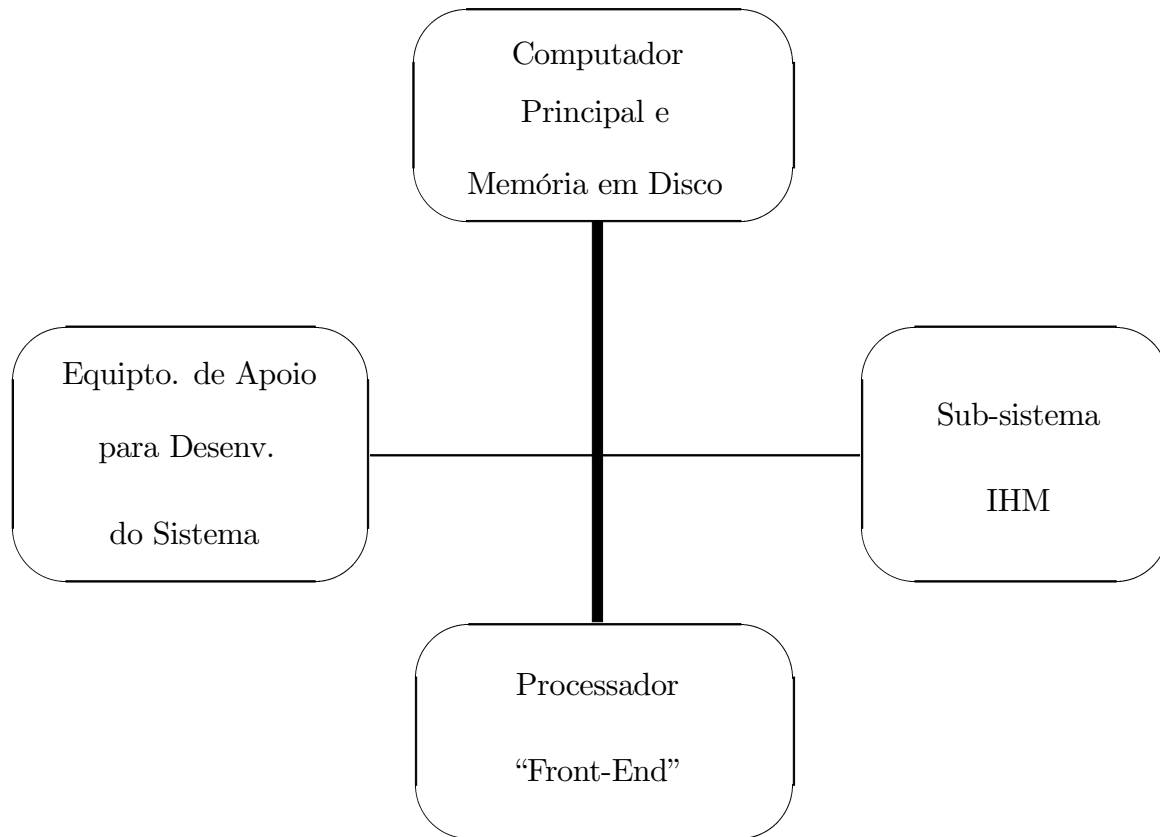


Figura 1.3: Configuração típica de um sistema central

- *Manutenção e Desenvolvimento do Sistema* - Corresponde à necessidade de que o sistema seja projetado de modo que o hardware e principalmente o software possa sofrer manutenção e atualização.

Uma função fundamental do sistema central é a IHM. Além disso, o computador central também está conectada aos computadores de comunicação (“front-ends”) e sistemas de apoio para desenvolvimento de programas e manutenção do sistema. A Fig. (1.3) representa as principais funções do sistema central.

As principais configurações típicas de sistemas centrais são discutidas nas próximas subseções.

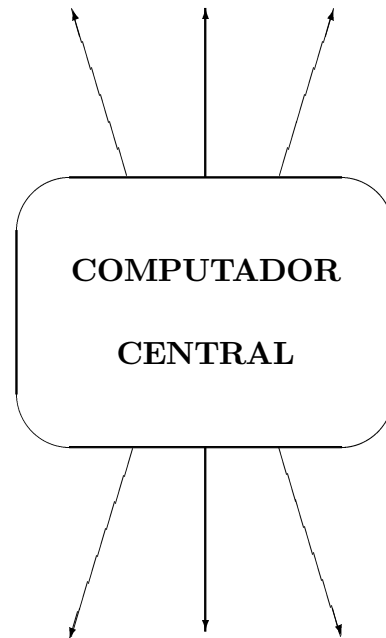
### 1.4.2 Sistemas Não-Redundantes

Esta configuração considera apenas um computador central em um sistema central, e corresponde ao sistema SCADA típico. No sistema central, apenas um computador principal conecta o sistema de IHM com os sistemas de comunicação e locais. A Fig. (1.4) representa esquematicamente esta configuração, originalmente centrada em um minicomputador.

Dois projetos básicos podem ser utilizados para sistemas não-redundantes. O esquema mais simples usa o computador central como o componente de interconexão de todo o equipamento no sistema de controle. A principal desvantagem deste esquema é que o processamento do computador central é interrompido sempre que um dispositivo periférico realiza uma operação de pedido de informação, envia dados a serem armazenados no



P/. unidades terminais de vídeo



P/. o Sistema Local (SCADA)

Figura 1.4: Sistema não-redundante.

computador central ou solicita dados disponíveis neste computador. Disto resulta um sistema normalmente lento, em que há pouco tempo disponível para operações que não sejam aquelas ligadas à transferência de dados com o equipamento periférico.

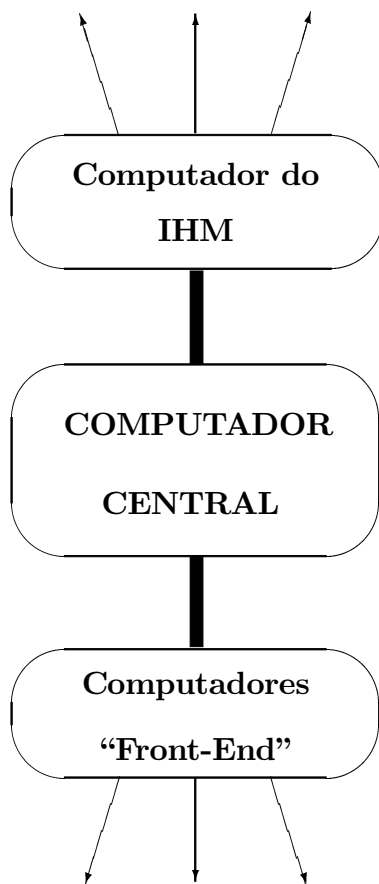
O esquema descrito a seguir procura contornar estas dificuldades. Baseia-se na utilização de sistemas dedicados às tarefas de controle de comunicação e IHM. Um computador “front-end” faz a interface com o sistema de comunicação e realiza certas operações de manipulação de dados. Através de recursos de acesso direto à memória (*DMA*), os dados são transferidos com alta velocidade para a memória do computador central, de modo que este é interrompido com frequência muito menor. O computador dedicado à IHM, por outro lado, encarrega-se da apresentação de dados e troca de informações com as unidades de vídeo, e também utiliza acesso *DMA* à memória do computador central. Contudo, permanece a vulnerabilidade do sistema à falha de qualquer componente crítico, o que implicará no colapso de todo o sistema. A Fig. (1.5) representa esquematicamente esta configuração.

As funções básicas das configurações descritas acima são as seguintes: aquisição de dados; operações de controle, tais como abertura/fechamento de disjuntores, partida de geradores, envio de pulsos para controle automático de geração, etc.; supervisão da informação adquirida nas remotas para detectar a transgressão de limites, etc., e a apresentação de resultados para o operador.

### 1.4.3 Sistemas Redundantes - Configuração Dual

O aumento da disponibilidade do sistema de supervisão e controle em tempo real necessariamente exige a duplicação de equipamento. Embora fosse desejável a duplicação de todos os componentes do sistema, em geral isto se aplica na prática apenas ao sistema

P/. Unidades de Terminais de Vídeo



P/. Sistema Local (SCADA)

Figura 1.5: Sistema não-redundante com “front-end” e computador para IHM.

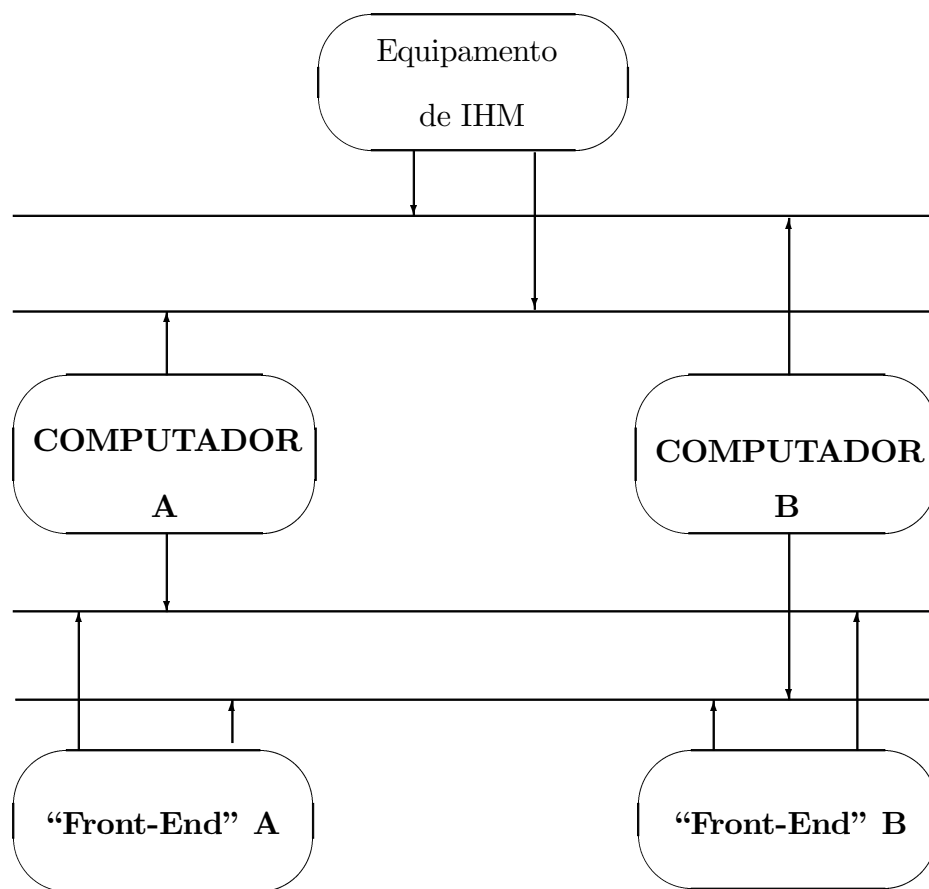


Figura 1.6: Configuração dual.

central, ou seja, ao computador central, ao “front-end” e à unidade de comando da IHM.

Na configuração redundante os computadores duais são funcionalmente idênticos e operam continuamente em modo primário/back-up ou em modo paralelo. No primeiro caso a base de dados é continuamente transferida do computador primário para a máquina back-up, a qual assume o papel de computador primário automaticamente em caso de falha da máquina primária original. No modo paralelo, ambos os computadores atualizam suas próprias bases de dados. A Fig. (1.6) ilustra a configuração dual. Deve ser observado que o sistema central é composto de três subsistemas funcionalmente diferentes: o subsistema da IHM, o subsistema formado pelo computador principal e o subsistema “front-end”.

Uma diferença importante entre a configuração dual e a configuração não-redundante é a possibilidade oferecida pela primeira para a incorporação de funções adicionais, resultante da duplicação. Assim, aplicativos para treinamento de operadores, por exemplo, podem ser integradas facilmente quando o modo de operação utilizado é o primário/back-up. A disponibilidade da máquina back-up pode ser utilizada para este fim. O mesmo se aplica a outras funções, tais como implementação off-line do modo de estudos usando dados reais provenientes do SCADA. Abre-se ainda a possibilidade de implementação de aplicativos avançados. Finalmente, a maior capacidade de armazenamento e de processamento propiciadas pela configuração dual pode ser aproveitada para realizar apanhados estatísticos e relatórios.

Quando a capacidade dos computadores permite a incorporação dos aplicativos avança-

dos de análise de redes elétricas que hoje caracterizam a operação em tempo real de sistemas de potência - configurador de redes, estimador de estados, análise de contingências, fluxo de potência do operador, etc. - os sistemas de operação em tempo real passam a ser denominados *Sistemas de Gerenciamento de Energia* (“Energy Management Systems”), e frequentemente são referidos por sua sigla em inglês, *EMS*.

#### 1.4.4 Sistemas Distribuídos, Redes Locais e Sistemas Abertos

Como conseqüência da rapidez com que se verificaram os avanços tecnológicos nas últimas décadas na área de informática, os centros de operação de sistemas existentes no mundo inteiro tem enfrentado sérios problemas de obsolescência. Isto também se deve ao tempo decorrido entre a compra de um sistema e sua efetiva instalação em uma empresa de energia elétrica, que pode levar ao uso de computadores de tecnologia já ultrapassada quando do início de sua operação efetiva. A atualização de sistemas centrais baseados em computadores de grande porte nem sempre é viável pois, mais uma vez em conseqüência dos rápidos avanços da informática, frequentemente a linha de computadores a que pertence as máquinas originalmente adquiridas pela empresa já foi descontinuada. Por outro lado, mesmo que seja possível melhorar a configuração, isto provavelmente não seria competitivo com os recursos oferecidos por computadores mais atuais, de desempenho muito superior.

Em virtude de constatações como estas, a prática atual é a utilização de redes locais e processamento distribuído para monitoração, análise e controle em tempo real de sistemas de potência. O uso de redes locais (ou “local area networks”, LANs) implica em que os computadores, a IHM e os processadores de comunicação acessam um mesmo barramento ou anel de alta velocidade. Assim, a incorporação de novos processadores de comunicação, novas consoles de IHM e novos aplicativos é possível sob a forma da adição de novos dispositivos conectados àquele barramento. Adicionalmente, qualquer equipamento pode ser substituído ou atualizado de forma virtualmente independente dos outros equipamentos existentes. O sistema pode então evoluir continuamente e ter um ciclo de vida muito maior, contanto que o barramento ou anel de comunicação suporte a configuração desejada. Por outro lado, a crescente disponibilidade de estações de trabalho de alto desempenho, com capacidade de memória cada vez maior e custo relativamente baixo tem consolidado a tendência à utilização de processamento distribuído. Um sistema de processamento distribuído pode ser definido com um sistema em que múltiplos processadores estão conectados conjuntamente de modo que possam compartilhar as mesmas informações. A configuração típica de um EMS distribuído conta com uma rede local (ou redes locais duais, para assegurar redundância), à qual estão conectadas várias estações de trabalho, cada uma das quais é responsável pela execução de um dos aplicativos em tempo real, tais como a análise de redes, o gerenciamento de banco de dados, o controle da geração, etc. A principal vantagem desta estrutura é a flexibilidade e a capacidade de expansão. Além disso, as estações de trabalho não necessitam ficar confinadas em uma mesma sala do EMS. Com o uso da rede local, os processadores e consoles podem ser fisicamente distribuídos pelas dependências mais apropriadas da empresa. A Fig.(1.7) representa o conceito de sistema distribuído.

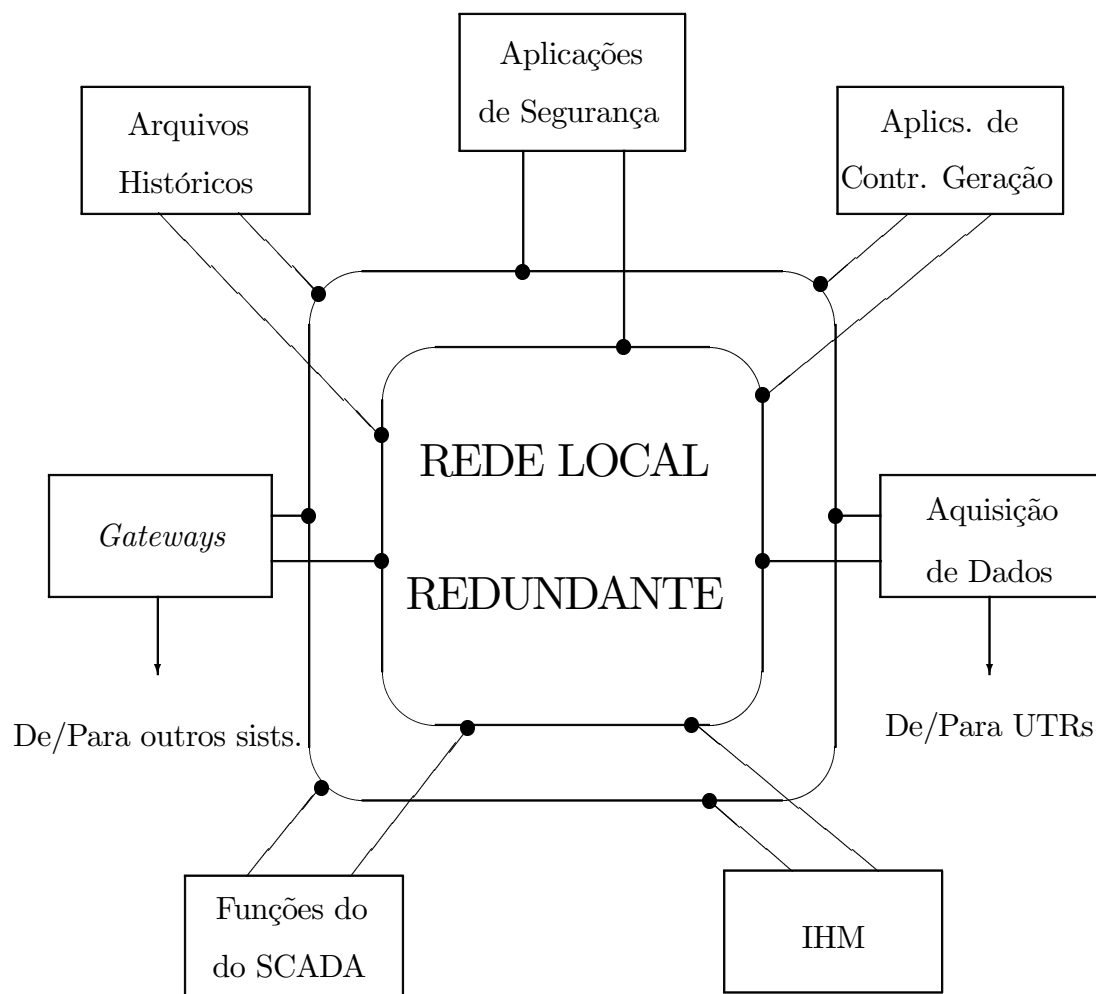


Figura 1.7: Sistema distribuído para Centros de Operação (EMS)

### 1.4.5 Sistemas Abertos

Outra tendência mais recente que tem se verificado na tecnologia de Centros de Controle aponta para a adoção do conceito de *Sistemas Abertos*. Nos EMS tradicionais, tanto o hardware quanto o software são fornecidos pelo mesmo fabricante/fornecedor. Assim, esta empresa fornece à concessionária, a partir de especificações deste último, os algoritmos, o software (incluindo sistema operacional, protocolos de comunicação e interfaces, nem sempre padrões) e o hardware. Isto restringe o desenvolvimento e atualizações de software, por exemplo, ao próprio fornecedor original ou à própria empresa.

A tendência à adoção de sistemas computacionais distribuídos, nos quais os processadores podem ser heterogêneos e estar fisicamente distantes, tem levado as concessionárias de países mais desenvolvidos a considerarem a incorporação da filosofia de *Sistemas Abertos*. Um Sistema Aberto pode ser definido como um sistema que pode ser substituído, no todo ou em parte, sem que isto configure dependência em relação a um dado fornecedor. De fato, o conceito de *independência* é fundamental em *Sistemas Abertos*. Exige-se, por exemplo, que o software seja independente do hardware; que as aplicações independam do sistema operacional; a IHM deve ser independente da base de dados, etc. Evidentemente, estes objetivos só poderão ser atingidos se houver um certo nível de

padronização das interfaces envolvidas, o que ainda não é a realidade de hoje. Prevê-se que, com a disseminação da filosofia de Sistemas Abertos para EMSs, as empresas de energia elétrica poderão selecionar o melhor hardware e o melhor software para cada etapa da evolução do seu sistema, sem ficarem restritas a uma única empresa fornecedora, nem a projetos que não se balizem por padrões largamente aceitos.