

Digitalização do setor elétrico

Por Julio Omori*



Capítulo I

O início da digitalização no setor elétrico

A digitalização, a descentralização e a descarbonização são as maiores tendências do setor elétrico mundial da atualidade e pode-se afirmar que estas tendências são correlacionadas e possuem sinergia entre si. A digitalização é um requisito para a aplicação plena da descentralização, principalmente quando se consideram os recursos energéticos distribuídos e, da mesma forma, a descarbonização que pode ganhar mais amplitude e eficiência com a digitalização.

Esta é a importância da digitalização dentro deste contexto, por isso, este é o primeiro de quatro capítulos que tratarão da digitalização de uma forma abrangente e conceitual, cujo objetivo principal é demonstrar que esta jornada para as empresas do setor de energia não terá mais retrocesso.

Neste artigo é apresentada a história da digitalização no setor elétrico, não apenas para a sua atividade principal de operação do sistema, mas também em todas as demais atividades de apoio e acessórias, dentre várias vertentes do mundo da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (GTD). Os demais capítulos tratarão dos seguintes temas:

- Digitalização de plantas de geração de energia e subestações;
- Digitalização da rede de distribuição - smart grids e a integração com o consumidor digital;
- A digitalização de recursos energéticos distribuídos e demais elementos da Indústria 4.0.

Existe uma vertente que denomina o setor elétrico como muito conservador na adoção de novas tecnologias. Haveria

maior relutância na aceitação sobretudo da automação pelos profissionais do setor sem o seu domínio pleno. Algumas razões justificam esta cultura: a responsabilidade pelo fornecimento de energia cujas interrupções são cada vez menos toleradas pela sociedade, o setor altamente regulado em que a imposição de regras e, conseqüentemente, as fiscalizações são rígidas e o produto “energia elétrica” que acarreta periculosidade de forma natural.

No entanto, se a comparação com outros segmentos, como de tecnologia da informação, é desfavorável com relação à velocidade da adoção de novas tecnologias, o setor elétrico demonstra muito mais apetite em comparação às demais utilities, como os serviços de fornecimento de água e gás. A posição do setor elétrico é intermediária frente às outras indústrias neste quesito.

A digitalização da cadeia de GTD começou no segmento de geração com a automatização das plantas, principalmente, as hidroelétricas e na sequência com as grandes subestações do sistema de transmissão, no caso do Brasil compondo parte do sistema interligado nacional. São estas as instalações que concentram a maior potência e acarretam naturalmente maior prioridade na obtenção dos benefícios plenos da digitalização. Com esta etapa vencida, aplicar este conceito nos sistemas de distribuição e a integração digital com o consumidor é uma fronteira que ainda está sendo desbravada.

Antes de vivenciar este histórico da digitalização no setor elétrico é muito importante resumir os principais fatos históricos globais que precedem este conceito:

1946

O termo automação foi utilizado pela primeira vez para descrever o conceito que estava sendo desenvolvido pela Ford Motor Company para movimentar componentes de forma automática entre máquinas;

1947

A invenção do transistor revoluciona a eletrônica, inicialmente a analógica e posteriormente com o conceito da eletrônica digital;

1958

Surge o primeiro circuito integrado, com milhares de transistores, permitindo a compactação em escala e de forma ampla;

1961

O primeiro circuito integrado lógico. Nesta década, a automação na indústria começa a ganhar força já com a substituição da lógica a relé pela eletrônica;

1965

O primeiro computador digital (PDP-8) é desenvolvido e aplicado para automação de sistemas industriais;

1968

O primeiro CLP (Controlador Lógico Programável) foi desenvolvido pela Associação BedFord para atender a General Motor na automação da indústria automobilística;

1960s

É nesta década que surgem os primeiros relés de proteção eletrônicos analógicos estáticos, que culmina nos primeiros relés de proteção digital na década de 1980;

1980s

Com a aplicação em escala dos computadores e a eletrônica embarcada em sensores e atuadores, houve uma revolução da chamada Indústria 3.0 em todos os segmentos, incluindo naturalmente o sistema elétrico de potência.

Os objetivos da digitalização dos sistemas também são comuns entre os segmentos: melhoria da qualidade do produto, redução de custos operacionais e melhoria na segurança dos processos e pessoal. Estas vantagens fazem com que as empresas que não adotem a digitalização em seus processos percam competitividade, não deixando a alternativa de ser uma adoção facultativa.

Na sequência é apresentado o histórico nos segmentos diretamente impactados pela digitalização no setor elétrico.

a) A automação da operação do sistema elétrico

O primeiro e principal vetor para a digitalização no setor de energia foi para a automação da operação. Realizar comandos remotos de abertura e fechamento de dispositivos, controlar automaticamente a tensão, frequência, potências ativas, reativas entre outros parâmetros, vencendo distâncias e aumentando a confiabilidade.

Há décadas é crescente o interesse pela automação dos sistemas de operação nas indústrias. O setor elétrico tem acompanhado esta tendência com a automação da operação de usinas e subestações em um primeiro momento.

O primeiro registro de automação do sistema elétrico data da década de 1920. Na América do Norte, o precursor de um sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) foi utilizado para monitorar equipamentos em subestações de média tensão integradas à fontes de geração, evitando a necessidade de operadores trabalharem em rotinas locais permanentes.

A Figura 1 ilustra o conceito do monitoramento local visual que gradativamente foi substituído por monitoramento eletrônico e digital.



Figura 1 – Perfil de monitoramento visual e local nas subestações.

Na década de 1930, as concessionárias de energia começaram a se interconectar, movimento que se expandiu cada vez mais, gerando os grandes sistemas interligados. O objetivo novamente era a redução dos custos operacionais e o aumento da confiabilidade dos sistemas. Com isso, a necessidade de controlar parâmetros de geração com muito mais detalhes, como a tensão e a frequência, leva à aplicação de computadores analógicos para controlar os fluxos de potência de saída dos geradores.

Na década de 1950, o conceito do despacho de geração de energia foi criado. Computadores analógicos foram aprimorados para controlar a geração de cada unidade individualmente para

fornecer o menor custo de geração, criando as funções de despacho econômico e controle automático de geração. Neste momento, os sistemas foram rotulados como Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS). Estes conceitos são utilizados amplamente até os dias de hoje. Já nesta época era possível simular qual empresa poderia gerar com o valor econômico mais interessante, criando as bases para o despacho econômico.

No final da década de 1960, a digitalização entra em cena. Computadores e softwares digitais (conforme explanado na introdução) foram desenvolvidos para substituir os sistemas EMS analógicos. Softwares foram desenvolvidos para incluir funções de simulação off line do sistema elétrico dando apoio desde as funções de planejamento até a operação, provocando uma verdadeira revolução para os profissionais e para o próprio sistema elétrico, estendendo agora as aplicações para os sistemas de transmissão. Os fornecedores desenvolviam soluções proprietárias que acarretavam grande dificuldade nas atualizações. Esse conceito continuou até as décadas de 1980 e 1990 quando sistemas operacionais mais flexíveis e padronizados foram desenvolvidos para aplicativos de tempo real.

Na década de 1980, houve a massificação da aplicação do conceito de RTUs, que são dispositivos digitais, que fazem a interface entre os equipamentos finais e os sistemas de automação e centros de controle, proporcionando o monitoramento e controle de forma bidirecional. Esta interface foi denominada de Unidade Terminal Remota e ainda hoje tem aplicação em vários campos da automação, com uma grande diferença para a capacidade de processamento, que aumentou de forma significativa, proporcionando muito mais funcionalidades.

Na década de 1990, os microprocessadores começaram a ser aplicados em relés de proteção, medidores e controladores dedicados e geralmente equipados com uma porta de comunicação. À medida que esses dispositivos mais poderosos foram implantados, as concessionárias e os fornecedores perceberam que o projeto e a complexidade de uma subestação poderiam ser bastante reduzidos pela interface destes dispositivos diretamente na UTR. Desta forma nasceu cunhado pelo IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) a denominação para estes equipamentos de “Dispositivo Eletrônico Inteligente” (IED). Assim, um dispositivo com microprocessador e porta de comunicação passa a ser denominado de IED.

Um destaque especial na história da automação deve ser dado ao Japão. Com investimentos consistentes em sistemas de comunicação (incluindo a utilização de fibra ótica), softwares,

sistemas de automação de subestações integradas à carga (alimentadores), os sistemas de reconfiguração automática operam com elevado nível de automatização para tomada de decisão desde a década de 1980, tornando um sistema predominantemente aéreo de distribuição de energia em um dos mais confiáveis do mundo.

Com o passar dos anos, o processo a ser automatizado permanece o mesmo. Os equipamentos primários e as suas funções praticamente não se modificaram, mas houve grande evolução nos equipamentos secundários. No entanto, a mudança da planta também é esperada com a entrada em escala dos recursos energéticos distribuídos integrados, incluindo sistemas de armazenamento e os próprios veículos elétricos. A operação dos sistemas elétricos ficará muito mais complexa e os sistemas de controle digitais serão ainda mais decisivos.

Atualmente, existem dezenas/centenas de milhares de IEDs em operação nas plantas das empresas do setor de energia. O número cresce cada vez mais e a grande fronteira é se aproximar dos consumidores. Os sistemas SCADA recebem continuamente estes dados atualizados de informações analógicas e os status de forma contínua. Provocando uma digitalização para operação do sistema elétrico sem precedente, integrando definitivamente com o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids).

b) A computação no setor elétrico

Além dos computadores aplicados para a automação do sistema elétrico, a utilização de computadores nas empresas de energia para atividades de apoio e corporativas também segue a mesma cronologia apresentada no item anterior.

Notadamente, a solução de problemas engenharia pela simulação digital foi um avanço significativo. A simulação de fluxo de potência e de transitórios que demoravam horas ou dias passaram a ser realizadas em poucos minutos e agora segundos.

Com grandes bancos de dados, todo o sistema elétrico de potência é cadastrado com referência geográfica permitindo aplicações significativas em projetos, estudos, planejamento, comercial, gestão de ativos, previsão de carga/energia, operação, entre outros.

Segundo o IEEE, muitas pessoas acreditam que a única conexão entre sistemas de energia e computadores é que os computadores devem estar conectados a uma tomada elétrica para funcionar. É verdade que a eletricidade realmente alimenta computadores, seja diretamente para unidades de desktop, seja indiretamente por meio de fontes de alimentação ininterruptas (baterias carregadas pelo sistema de energia) para computadores grandes. Há muito

mais, no entanto, na conexão entre computadores e sistemas de energia. A indústria de energia é a terceira maior usuária de computadores nos Estados Unidos, depois do governo federal e das instituições financeiras. Os computadores são muito usados pelas concessionárias de energia elétrica para cobrança de clientes, folhas de pagamento de funcionários e manutenção de registros.

A Figura 2 ilustra um exemplo de aplicação de computadores digitais na década de 1980, a indústria da energia elétrica foi uma das primeiras a empregarem e se beneficiarem dos benefícios do processamento de dados digitais.



Figura 2 – Aplicação de microcomputadores para atividades de apoio no SEP.

No início da aplicação de computadores, o processamento de dados era central. Com o passar do tempo, o processamento foi sendo distribuído próximo das áreas usuárias. O futuro vai do processamento de dados em nuvem até os distribuídos nos próprios equipamentos de campo, constituindo um ambiente híbrido dependendo da sua aplicação. Conceitos como de Big Data e aplicação de Inteligência artificial encontram espaço para a adoção de supercomputadores novamente com processamento centralizado. Existe uma boa discussão sobre o processamento centralizado ou descentralizado, no entanto, ninguém tem dúvida sobre o papel e a importância da utilização de computadores no setor elétrico como um grande vetor da digitalização.

c) A digitalização da proteção

Os sistemas de proteção elétrica são, sem dúvida, os mais críticos do sistema de potência. Um atraso ou mau funcionamento

pode acarretar riscos críticos para a segurança das pessoas e das instalações. Hoje as novas instalações do sistema elétrico de potência adotam a proteção digital como padrão, ou seja, a digitalização também chegou à proteção dos sistemas elétricos.

A história da adoção de relés de proteção teve início no começo do século passado com a aplicação em funções básicas de sobrecorrente. Na década de 1960 foram lançados os primeiros relés de proteção eletrônicos (de estado sólido) gerando a primeira mudança de paradigma para os especialistas em proteção. A segunda grande mudança foi com a entrada dos relés digitais microprocessados na década de 1980. Hoje as dúvidas sobre a confiabilidade e a qualidade dos relés digitais foram superadas.

A história tecnológica da proteção elétrica pode ser demonstrada comparando o espaço necessário entre equipamentos modernos e antigos. Um relé microprocessado pode substituir até cinco painéis com relés eletromecânicos e dois painéis com relés eletrônicos estáticos.

A Figura 3 apresenta uma comparação realizada em uma instalação que sofreu retrofit de seu sistema de proteção com a substituição de relés eletromecânicos para relés digitais.



Figura 3 – Comparação entre relés eletromecânicos e digitais.

Sobretudo o relé de proteção é hoje um IED, como foi apresentado no histórico da automação. A possibilidade de registros em memória, incluindo as oscilografias e a capacidade de aquisição de dados cada vez com maior velocidade, possibilita a

avaliação de proteção de distância utilizando técnicas da teoria de ondas viajantes. Funcionalidades adicionais, como a comunicação em rede, possibilidade de utilização de protocolos para aplicação de mensagem de trip e utilização de funções lógicas para controle e automação são exemplos do grande estágio de evolução destes dispositivos na atualidade.

d) As telecomunicações

Outro vetor de grande importância na digitalização do setor elétrico são suas aplicações com telecomunicações. Nos Estados Unidos, a indústria da energia elétrica possui a segunda maior infraestrutura de telecomunicações entre as indústrias, perdendo apenas para as próprias operadoras dos sistemas de telecomunicações. O motivo da implantação de infraestrutura própria é a missão crítica por trás dos serviços de energia, que necessitam de confiabilidade e qualidade acima da média para sua operação segura.

Os primeiros sistemas de monitoramento e controle de concessionárias eram estruturados em torno da tecnologia telefônica e usavam linhas telefônicas alugadas operando a 300 bits/segundo. Várias empresas até instalaram sistemas de telefonia privada com comutação de alta velocidade e recurso de recuperação automática de falhas.

No início, as empresas também enfrentaram um problema crônico: como estabelecer uma comunicação de qualidade entre instalações localizadas em locais remotos e de difícil acesso como as usinas geradoras de energia?

Neste momento, houve a aplicação dos sistemas Carrier com comunicação que utilizava os cabos dos sistemas de energia como meio físico para resolver o problema. Estes sistemas transportavam voz e dados, o que resolvia o problema desde que houvesse uma ligação direta entre as duas subestações.

As limitações do sistema Carrier foram superadas com a adoção das microondas privadas, oportunizando a melhoria da qualidade da transmissão e volumes maiores de dados em links de comunicação de longa distância.

A partir da década de 1980, os cabos de fibra ótica começaram a ser utilizados com mais frequência. Pesquisas levaram ao desenvolvimento do cabo OPGW (Optical Ground Wire), que faz a função de para raio nas linhas de transmissão e internamente é composto de dezenas de cabos de fibra ótica, fazendo com que as necessidades das empresas de energia com relação às telecomunicações fosse superada. A Figura 4 apresenta alguns detalhes sobre o cabo OPGW.

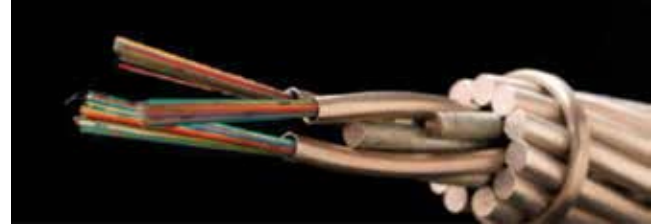


Figura 4 – Detalhes do cabo OPGW.

A partir da década de 1990, a utilização de rádios ponto a ponto e ponto multiponto foram adotados para comunicação de subestações de pequeno porte e para a comunicação de equipamentos especiais na rede de distribuição. Em locais de difícil acesso à comunicação utilizando telefonia celular e satélite começou a ser utilizado, ganhando escala no início dos anos 2000.

As redes de comunicação utilizadas para atender a última milha utilizando a frequência livre na faixa de 900 MHz passaram a ser utilizadas em maior escala acompanhando os primeiros projetos de redes inteligentes.

Quando se discute 5G e 6G e o futuro das estruturas de energia e dados para atender aos avanços da digitalização pode-se concluir que a integração das redes de energia e dados serão cada vez mais importantes para o setor.

e) Digitalização da medição de energia

A medição da energia elétrica é outra função fundamental nas empresas de energia elétrica. A avaliação da condição de operação de todo o sistema elétrico é baseada na medição dos parâmetros elétricos. Toda a liquidação das transações comerciais de energia é realizada por sistemas de alta precisão instalados em usinas geradoras e subestações em pontos de fronteira. Todo o faturamento de energia elétrica e a estimativa de perdas em alguns segmentos também são realizadas por medição elétrica. Dos grandes consumidores industriais aos menores consumidores residenciais, os medidores de energia são reconhecidos e desempenham papel fundamental.

Da mesma forma que os processos de proteção elétrica, a medição de energia sofreu a mesma revolução a partir da digitalização.

Muitos modelos e sistemas de medição eletromecânica foram desenvolvidos pela indústria da até a década de 1960, onde a medição eletrônica de estado sólido começou a ganhar espaço.

Os primeiros medidores eletromecânicos foram desenvolvidos ainda no início do século XIX. E por volta de 1879 já possuía modelos comerciais.

Os medidores digitais ganharam espaço a partir da década de 1980 e atualmente dominam completamente o mercado. No sistema elétrico de potência eles começaram a ganhar espaço nas medições de fronteira e, a partir de 2010, praticamente não se comercializam medidores que não sejam eletrônicos e digitais.

Assim como os relés de proteção, os dispositivos eletromecânicos (medidores) possuem maior expectativa de vida útil em comparação aos eletrônicos, mas os medidores digitais possuem uma série de benefícios que foram decisivos para mais esta mudança tecnológica.

A Figura 5 ilustra a comparação entre os medidores eletromecânicos e os eletrônicos digitais.



Figura 5 – Medidores eletromecânicos versus digitais.

Atualmente, os medidores ganharam a denominação de inteligentes. Também são peças fundamentais na modernização dos sistemas elétricos através do conceito de redes inteligentes.

f) Os centros de controle

O último segmento que aborda a inserção da digitalização são os centros de controle. Como foi apresentado neste fascículo, o conceito de uma sala de comando e controle remonta à década de 1920. Durante mais de um século de desenvolvimento, os centros de controle também mudaram drasticamente sua tecnologia e modo de atuação. Cada vez mais distantes dos pontos de controle com cada vez mais dispositivos de monitoramento, os centros se tornaram instalações fundamentais para a operação do sistema elétrico e ganharão cada vez mais importância com a inserção tecnológica e a digitalização.

A Figura 6 ilustra um monitoramento realizado de forma analógica em contraste com os grandes centros de controle com cada vez mais informações disponíveis em sistemas digitais.



Figura 6 – Centros de controle antigos em contraste com os atuais.

Interessante notar que, nos grandes sistemas interligados, como é o caso do brasileiro, os Centros de Controle do Operador Nacional do Sistema (ONS) possuem a visualização de toda a rede básica e consegue, cada vez mais, aliar o despacho hidrotérmico e o controle da estabilidade do sistema, de forma ímpar, tendo novamente como requisito a digitalização.

Conceitos, como IOT para energia, Big Data, Redes Inteligentes e demais elementos da indústria 4.0 transformarão os centros de controle em centros de inteligência aplicada a favor do sistema elétrico. Um exemplo desta tendência é o conceito que a Copel está trazendo para o denominado Smart Copel, preparando para os desafios da Operação do presente e do futuro.



Figura 7 – Smart Copel.

**Julio Shigeaki Omori é engenheiro electricista e possui mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. É professor de Engenharia Elétrica e de Energia na Universidade Positivo e superintendente na Copel Distribuição.*