



# Guia de Especificação do SEL POWERMAX™

O Sistema de Controle e Gerenciamento de Energia da SEL, SEL POWERMAX™, é projetado especificamente para consumidores industriais com geração local e/ou montante significativo de energia importada (comprada). O sistema contém funções automáticas de controle projetadas especificamente para evitar, detectar e minimizar os *blackouts* do sistema. Outras funções de controle automatizadas efetuam o controle simultâneo dos ativos dos principais sistemas de potência, propiciando e otimizando uma operação ideal sob o ponto de vista econômico. O Sistema SEL POWERMAX coleta, manipula e fornece dados importantes do sistema de potência, habilitando os operadores e equipes de manutenção e engenharia a efetuarem o diagnóstico de eventos no sistema, prevenir falhas de equipamentos e reduzir manutenções desnecessárias.

O Sistema SEL POWERMAX deverá ser fornecido como um sistema completo e funcional, incluindo relés de proteção, monitoramento da qualidade de energia, medição de faturamento, processamentos de comunicação serial e Ethernet, plataformas computacionais robustas para subestações, ambiente de programação em conformidade com a norma IEC 61131-3, um sistema de monitoramento e aquisição de dados baseado em servidores totalmente redundantes, registrador digital de faltas (oscilografia), software de análise dos dados de faltas, registrador de sequência de eventos (“sequence-of-events recording” – SER), software de análise e classificação dos dados do SER, software de gerenciamento dos ajustes dos relés de proteção, arquitetura robusta para comunicação na subestação via *switches* Ethernet com previsão de dupla contingência, acesso administrativo remoto à Rede Privada Virtual (“Virtual Private Network” – VPN), software de gerenciamento dos sistemas de comunicação, sincronização de tempo baseada em satélite de todos os dispositivos eletrônicos, Despacho e Controle Automático de Geração (CAG), Controle da Frequência do Sistema, Despacho e Controle Automático de MVAR, Regulação das Tensões do Sistema, Detecção Automática de Ilhamento do Sistema, Separação Automática do Sistema, Sistema de Restabelecimento Automático de Cargas e um Sistema Automático de Rejeição de Cargas de Alta Velocidade.

Os requisitos básicos e específicos do sistema são:

**Sistema de Proteção.** O sistema deverá incluir relés de proteção baseados em microprocessadores com garantia do fabricante de 10 anos. O hardware deverá operar na faixa de temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+85^{\circ}\text{C}$  e ser alimentado diretamente pela tensão dc das baterias da subestação. Funções de auto-diagnose dos relés deverão ser incluídas. Os relés deverão incorporar funções lógicas programáveis e configuráveis pelo usuário para uma ampla faixa de esquemas de proteção, monitoramento e controle. Os relés deverão ter capacidade para serem ajustados através da interface com terminais ASCII e interface gráfica baseada em Windows®.

**Monitoramento da Qualidade de Energia.** O sistema deverá incluir monitores da qualidade de energia com garantia do fabricante de 10 anos. Todos os monitores da qualidade de energia deverão operar na faixa de temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+75^{\circ}\text{C}$ . Os dispositivos de hardware deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação. Os monitores da qualidade de energia deverão incluir funções de auto-diagnose para dar alarme quando de detecção de falhas.

**Medição de Faturamento.** O sistema deverá incluir medidores de faturamento com garantia do fabricante de 10 anos. Todos os medidores de faturamento deverão operar na faixa de temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+75^{\circ}\text{C}$ . Os dispositivos de hardware deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação. Os medidores de faturamento deverão incluir funções de auto-diagnose para dar alarme quando de detecção de falhas.

**Processamentos de Comunicação Serial e Ethernet.** O sistema deverá incluir dispositivos de comunicação serial com garantia do fabricante de 10 anos. Todos os dispositivos de comunicação serial deverão operar na faixa de temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+75^{\circ}\text{C}$ . Os dispositivos de hardware deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação.

**Plataforma Computacional Robusta para Subestação.** O sistema deverá incluir plataformas computacionais robustas para subestação com garantia do fabricante de 10 anos. Todas as plataformas computacionais deverão operar na faixa de temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+75^{\circ}\text{C}$ . Todas as plataformas computacionais deverão ser programáveis com linguagens de programação de sequenciamento gráfico de funções, lista de instruções, texto estruturado e diagramas de blocos de funções em conformidade com a norma IEC 61131-3. Os dispositivos de hardware deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação.

**Programação em Conformidade com IEC 61131-3.** O sistema deverá incluir um ambiente de programação em conformidade com a norma IEC 61131-3 nas plataformas computacionais robustas para subestações, em cada subestação, com capacidade de controlar e monitorar continuamente cada relé de proteção, medidor de faturamento, processador de comunicação e plataforma computacional robusta para subestação.

**Monitoramento e Aquisição de Dados Baseadas em Servidores Totalmente Redundantes.** O sistema deverá ter capacidade de monitoramento de pelo menos 60.000 pontos. Deverá haver um sistema de aquisição e armazenamento de dados principal e um sistema de backup. O sistema principal e o sistema de backup deverão operar baseados em servidores independentes. O sistema de backup deverá monitorar continuamente o sistema principal para o caso de haver uma falha ou uma interrupção—se houver uma delas, o sistema de backup deve assumir todas as funções de aquisição e armazenamento

**\*PGSPMAX-01\***

de dados. No caso de tal falha, o sistema de backup deverá permanecer continuamente em sincronismo com o sistema principal.

**Monitoramento Total do Sistema.** O sistema deverá incluir um software que possa ser instalado em um computador (desktop) para exibir graficamente dados abrangentes de todo o sistema de potência, incluindo todos os relés de proteção, monitores da qualidade de energia e medidores de faturamento do sistema. O software deverá exibir as informações dos SERs, telas resumidas dos alarmes do sistema, telas de monitoramento das comunicações e análise dos dados de faltas. Uma interface gráfica com o usuário (“graphical user interface” – GUI) deverá ser usada para gerenciar os pontos de ajustes e monitorar os estados. O sistema deverá incluir o *logon* do usuário e a capacidade de limitar os direitos associados a diferentes usuários.

**Registrador Digital de Faltas (Oscilografia).** O sistema deverá coletar os dados dos registros digitais de faltas de todos os relés de proteção, monitores da qualidade de energia e medidores de faturamento do sistema. Os registros das faltas deverão ser transferidos periodicamente (e automaticamente) a partir de cada dispositivo e armazenados num banco de dados comum compartilhado para visualização através do software de análise dos dados de faltas. O banco de dados compartilhado deverá ser instalado no sistema dos servidores totalmente redundantes. Todos os computadores (desktops) com capacidade de Monitoramento Total do Sistema deverão fornecer um sumário dos dados, bem como deverão incluir recursos para classificação, armazenamento e indexação de todos os registros do histórico de faltas.

**Análise dos Dados das Faltas.** O sistema deverá incluir um software com recursos de análise dos dados das faltas, instalado em todos os computadores (desktops) com capacidade de Monitoramento Total do Sistema. O software deverá importar arquivos COMTRADE 1991, COMTRADE 1999 e COMTRADE binários. O software deverá exibir os dados oscilográficos com coordenação dos tempos dos elementos, grandezas fasoriais de sequência e fase, além dos dados com sincronização de tempo de múltiplos relatórios de evento.

**Registrador da Sequência de Eventos (SER) de Toda a Subestação.** O sistema deverá incluir um software que efetue a coleta das informações dos SERs da subestação no mesmo cabo serial usado para transferência de dados. Todos os relés de proteção, monitores da qualidade de energia e medidores de faturamento do sistema deverão coletar os SERs. Os arquivos do histórico do SER deverão ser armazenados nos servidores redundantes, usando códigos exclusivos de datas. Os arquivos do SER deverão ser automaticamente classificados em pastas por subestação. A análise dos dados do SER deverá ser efetuada usando um software com capacidade de visualização de todos os pontos do SER dentro de um determinado período, com classificação por subestação, IED e SER.

**Análise e Classificação dos Dados do SER.** O sistema deverá incluir um software para visualizar e classificar os dados do SER armazenados nos servidores com redundância total. O software deverá ser disponibilizado em cada desktop com capacidade de Monitoramento Total do Sistema.

**Gerenciamento dos Ajustes dos Relés de Proteção.** O sistema deverá incluir um software que contenha todas as características e ajustes de automação, proteção e comunicação de todos os relés de proteção do sistema. O software deverá permitir que o usuário efetue conexão com cada relé de proteção do sistema, visualize diagnósticos *online*, e transfira ou faça o download de todos os ajustes nesses dispositivos.

**Arquitetura Robusta para Comunicação na Subestação via Switches Ethernet com Previsão de Dupla Contingência.** O sistema deverá operar de tal forma que seja necessário haver a falha de no mínimo dois cabos e/ou hardware independentes para que ocorra a perda da comunicação com qualquer um dos relés de proteção, monitores da qualidade de energia ou medidores de faturamento do sistema. Todas as comunicações Ethernet na subestação, e para as subestações, deverão ser via cabos de fibra óptica. Todos os dispositivos de hardware das comunicações Ethernet deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação.

**Acesso Administrativo Remoto à VPN.** O sistema deverá incluir *firewalls* do hardware para propiciar o acesso administrativo remoto seguro a todos os computadores, processadores de comunicação, *switches* Ethernet, relés de proteção, monitores da qualidade de energia, medidores de faturamento, registradores digitais de faltas e plataformas computacionais robustas para subestação. Os dispositivos de hardware da VPN deverão fornecer um *firewall* mínimo de 60 Mbps de taxa de *throughput*, 3 Mbps de taxa de *throughput* para VPN com Padrão de Criptografia de Dados DES Triplo (“Triple Data Encryption Standard” – 3DES), e 4,5 Mbps de taxa de *throughput* para VPN com Padrão de Criptografia Avançado de 128 bits (“Advanced Encryption Standard” – AES).

**Sincronização dos Tempos Baseada em Satélite.** O sistema deverá incluir relógios sincronizados via satélite com uma garantia do fabricante de 10 anos e uma faixa de temperatura de operação de pelo menos  $-40^{\circ}$  a  $+80^{\circ}$ C. Os relógios deverão fornecer uma saída padrão em ambos os formatos IRIG modulado e demodulado. Os relógios deverão fornecer múltiplos canais de saídas IRIG demoduladas com precisão mínima de  $\pm 500$  ns. Os relógios deverão fornecer diretamente uma sincronização de tempo IRIG-B para cada relé de proteção, medidor de faturamento, processador de comunicação e plataforma computacional robusta para subestação. Todos os computadores do sistema deverão usar o protocolo NTP (“Network Time Protocol”) para efetuar a sincronização periódica com as plataformas computacionais robustas para subestação. Este hardware deverá ser alimentado diretamente pela tensão dc das baterias da subestação.

**Conexão aos Dispositivos de Proteção.** O sistema deverá incluir conexões seriais efetuando aquisição contínua das sequências ininterruptas de dados analógicos e binários dos relés de proteção. A conexão serial deverá enviar continuamente

**\*PGSPMAX-01\***

sinais de sincronização de tempo IRIG. A conexão serial deverá suportar simultaneamente o acesso administrativo remoto para os propósitos de gerenciamento dos ajustes dos dispositivos.

**Acesso aos Dados Remotos.** O sistema deverá incluir uma interface homem-máquina (IHM) para acesso aos dados de medição e estado através dos desktops remotos.

**Mensagens de Controle Seguras.** O sistema deverá incluir o recurso para envio de mensagens de operações de controle usando comandos “Fast Operate” que incluem chaveamento e redundância das informações para fornecer segurança dos dados e evitar operações falsas. Cada mensagem de comando deverá consistir na troca de uma mensagem. Os controles através do envio contínuo de mensagens não são aceitos.

**Comunicação Serial Peer-to-Peer de Alta Velocidade.** O sistema deverá fornecer comunicação serial peer-to-peer de alta velocidade exclusivamente através da transferência de dados seriais ponto-a-ponto, codificados e não-solicitados, com periodicidade de 4 ms, diretamente entre os IEDs. A rede de dados de proteção e automação de alta velocidade deverá ser completamente independente e distinta de todas as outras redes da subestação. A rede de dados de proteção e automação de alta velocidade deverá somente incluir componentes que atendam ou superem a norma IEEE C37.119 e outras normas relevantes de ambientes.

**Conexões dos Cabos dos IEDs.** O sistema deverá incluir IEDs conectados via cabos de fibra óptica. Um par de cabos de fibra óptica deverá conduzir os dados coletados periodicamente, operações de controle, sincronização de tempo IRIG-B e comunicações ASCII da engenharia para cada relé. Um segundo cabo de fibra óptica deverá conectar cada relé a uma rede de dados de proteção e automação de alta velocidade.

**Cabeamento de Fibra Óptica.** O sistema deverá incluir cabos de fibra óptica multimodo de HCS (“hard-clad silica” – sílica de revestimento sólido). Os cabos deverão ser conectados usando um tipo de conector que permita a terminação no campo sem a necessidade de polimento, uso de resina epóxi ou testes de campo com equipamentos de testes. O cabo de fibra óptica deverá ser do tipo PVC-Revestido (“PVC jacketed”) para instalações em eletrodutos ou do tipo *zipcord* para uso em painéis de controle.

**Interface de Backup.** O sistema deverá incluir painéis frontais dos relés de proteção que forneçam automaticamente *displays* com pontos de estados e textos para serem usados como interface de backup do sistema de monitoramento e aquisição de dados. Os relés deverão ser configurados de forma que os botões de pressão de ação direta do painel frontal possam operar como uma interface de controle de backup. A interface de controle do relé deverá incluir uma função de bloqueio para evitar ações de controle acidentais.

**Gerenciamento das Configurações.** O sistema deverá incluir um computador na subestação com todos os arquivos das configurações e softwares usados nos IEDs da subestação. Este computador deverá ser configurado para permitir o acesso a todos os IEDs para efetuar configurações e outros usos da engenharia, incluindo a análise de relatórios e diagnósticos do monitoramento dos equipamentos.

O sistema deverá ser configurado para fornecer as seguintes funções automáticas de controle:

**Despacho e Controle Automático de Geração (CAG).** O sistema CAG deverá ser usado para regular a saída de potência dos geradores locais visando manter o intercâmbio de energia na(s) interligação(ões) da concessionária dentro de limites predeterminados. O modo de controle dos *loops* de controle de *feedback* do gerador deverá ser selecionável pelo usuário entre o Modo Base, Modo Base mais Regulação ou Despacho Econômico Total. A programação de intercâmbio deverá ser fornecida para cada uma das interligações da concessionária (pelo menos um gerador tem que estar no modo de regulação ou despacho econômico para que o intercâmbio seja controlado dentro dos limites). O sistema CAG deverá permanecer operacional e recalculer dinamicamente os pontos de ajuste de controle sob todas as configurações das barras do sistema. Este sistema de controle deverá operar de forma autônoma na plataforma computacional robusta para subestação.

**Controle da Frequência do Sistema.** Quandoilhado da rede da concessionária (a interligação está aberta), o sistema CAG deverá automaticamente alterar a configuração operacional para regular a frequência do sistema. O modo de controle dos *loops* de controle de *feedback* de MW individual do gerador deverá ser selecionável pelo usuário entre o Modo Base, Modo Base mais Regulação ou Despacho Econômico Total (pelo menos um gerador tem que estar no modo de regulação ou despacho econômico para que a frequência seja controlada dentro dos limites).

**Despacho e Controle Automático de MVAR.** O sistema de controle automático de MVAR deverá ser usado para regular a saída de potência reativa dos geradores locais, compensadores estáticos e síncronos, e bancos de capacitores para manter o fator de potência e/ou intercâmbio de MVAR na(s) interligação(ões) da concessionária dentro de limites predeterminados. O modo de controle dos *loops* de controle de *feedback* de MVAR deverá ser selecionável pelo usuário entre o Modo Base ou Modo Base mais Regulação. O sistema de controle de MVAR deverá permanecer operacional e recalculer dinamicamente os pontos de ajuste de controle sob todas as configurações das barras do sistema. O sistema de controle de MVAR deverá operar de forma autônoma na plataforma computacional robusta para subestação.

**Regulação das Tensões do Sistema.** Quandoilhado da rede da concessionária (a interligação está aberta), o sistema de controle de MVAR deverá automaticamente alterar a configuração operacional para manter as tensões do sistema. O modo de controle dos *loops* de controle de *feedback* de MVAR deverá ser selecionável pelo usuário entre o Modo Base ou Modo Base mais Regulação. Quando não estiver ilhado, o sistema de controle de MVAR deverá controlar de forma ideal os

**\*PGSPMAX-01\***

comutadores de derivação de carga para simultaneamente controlar as tensões do sistema e o(s) intercâmbio(s) de MVAR dentro de limites predeterminados.

**Detecção Automática de Ilhamento do Sistema.** O sistema monitora continuamente as condições do sistema de potência nos pontos de interligação e determina quando o sistema elétrico do consumidor for ilhado de uma ou mais conexões da concessionária. O sistema usa as indicações do estado de disjuntores, estado das chaves seccionadoras, medições de tensão, medições de potência e/ou informações dos ângulos de fase dos sincrofasores para tomar essa decisão. O sistema deverá detectar automaticamente quando parte ou todo o sistema do consumidor for ilhado. O sistema deverá ter capacidade para lidar com qualquer tipo de cenário, número/conexões de barras/topologia do sistema de potência.

**Separação Automática do Sistema.** O sistema deverá abrir o(s) disjuntor(es) de interligação quando for detectada uma ilha do sistema em um ou mais pontos de interligação da concessionária. Ele deverá abrir somente as conexões necessárias de forma a criar o menor número possível de ilhas no sistema de potência. O sistema deverá automaticamente detectar quando parte ou todo o sistema do consumidor for ilhado. O sistema deverá ter capacidade para lidar com qualquer tipo de cenário, número/conexões de barras/topologia do sistema de potência.

**Sistema de Restabelecimento Automático de Cargas.** O sistema deverá monitorar continuamente as condições do sistema de potência nos pontos de interligação e determinar quando for aceitável retornar o fluxo de potência ativa e reativa nesses pontos de interligação. Após as condições terem sido atendidas, o sistema deverá fechar o(s) disjuntor(es) no(s) ponto(s) de interligação da concessionária.

**Sistema Automático de Rejeição de Cargas.** O sistema deverá propiciar a redução automática de cargas em resposta a diversos eventos (contingências) predeterminados no sistema de potência. O sistema deverá incluir dois esquemas para determinar o montante de cargas a ser rejeitado. O esquema primário deverá rejeitar cargas com base no déficit de potência em uma ou mais fontes de potência (geradores e/ou conexões de interligação da concessionária). Quando ocorre uma contingência, este esquema vai rejeitar cargas de forma a tornar a carga total do sistema igual à capacidade de geração e/ou interligação disponível remanescente, estabilizando, em consequência, a frequência do sistema. O esquema secundário rejeita cargas baseando-se em vários limites de subfrequência. Em ambos os esquemas primário e secundário, as cargas individuais da usina são automaticamente selecionadas para rejeição com base nas prioridades selecionáveis pelo operador e nas condições do sistema de potência. O sistema primário de rejeição de cargas deverá ter os contatos de saída, associados às cargas a serem rejeitadas, completamente fechados (e conduzindo) num tempo igual ou menor do que 70 ms após o ponto de entrada da contingência ter sido ativado. Todas as entradas, contingências e saídas para a rejeição das cargas deverão estar conectadas aos módulos remotos de I/Os, os quais estão instalados próximos às cargas, geradores ou pontos de interligação. O sistema de rejeição de cargas deverá operar baseado nos processadores lógicos e plataformas computacionais robustas para subestação.

Os requisitos de performance específicos do sistema são:

Todos os relés de proteção, monitores da qualidade de energia, medidores de faturamento, dispositivos de comunicação serial e Ethernet, dispositivos de sincronização de tempo e equipamentos computacionais robustos para subestação deverão continuamente efetuar auto-diagnoses e reportar erros internos. Eles também deverão ter capacidade de sinalizar, por meio de contatos de saída normalmente fechados, quando sua funcionalidade for desabilitada.

Todos os relés de proteção, monitores da qualidade de energia, medidores de faturamento, dispositivos de comunicação serial e Ethernet, dispositivos de sincronização de tempo e equipamentos computacionais robustos para subestação deverão ser alimentados diretamente pela tensão dc das baterias da subestação.

O *burden* da CPU de qualquer uma das plataformas computacionais robustas para subestação não deverá exceder uma média de 45%.

O *burden* da CPU de qualquer um dos servidores do sistema não deverá exceder uma média de 25%.

O *burden* da Ethernet de qualquer ponto de conexão individual Ethernet não deverá exceder um *burden* médio de 5%.

Uma entrada de controle de um nó de visualização do operador deverá produzir uma mudança nos contatos de saída de um relé da subestação num tempo médio máximo de 200 ms. O retardo máximo permissível é de 400 ms.

Uma mudança de estado da entrada discreta de um relé da subestação deverá produzir uma mudança em cada nó de visualização do operador num tempo médio máximo de 2,5 segundos. O retardo máximo permissível é de 4 segundos.

O sistema deverá ter capacidade de monitorar pelo menos 60.000 pontos.

Uma mudança de estado das grandezas medidas deverá produzir uma mudança em cada desktop do operador num tempo médio máximo de 5 segundos. O retardo máximo permissível é de 8 segundos.

Todos os IEDs da subestação deverão ser sincronizados com uma precisão de tempo de 5 ms.

Os dados do SER deverão ser coletados com uma resolução das estampas de tempo de 1 ms.

**\*PGSPMAX-01\***