

Sistema de Descarte de Cargas e Sincronização Automática com Base na Norma IEC 61850 – Implantação e Testes

Adriel Angelo Ferreira, *Petrobras*

Ricardo Abboud, Paulo Franco e Rafael Cardoso, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Em uma refinaria de petróleo trabalha-se com grandes quantidades de produtos inflamáveis a altas pressões e temperatura, e mantê-los sob controle é uma tarefa árdua. Manter o sistema elétrico durante um distúrbio é fundamental, não só para garantir a continuidade operacional, mas também reduzir o impacto ambiental e preservar a segurança das instalações e das pessoas que nelas trabalham.

É neste contexto que se faz necessário um sistema de descarte de cargas (load shedding system) para garantir a estabilidade do sistema elétrico e com isso minimizar os impactos do distúrbio no processo produtivo.

I. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico da refinaria é atendido por uma subestação em 88 kV alimentada por duas linhas de transmissão radiais, somente uma operando. Além disto, a unidade possui cinco geradores próprios, sendo três de 12,5 MVA movidos por turbinas a vapor, um de 28,7 MVA acionado por uma turbina a gás tipo heavy-duty e um de 28,7 MVA acionado por um turbo-expansor movido a gás de processo. A demanda média do sistema gira em torno de 56 MW. A Fig. 1 ilustra de forma simplificada o sistema descrito neste artigo.

O sistema de descarte de cargas projetado teve por base as seguintes premissas:

- Ser capaz de atuar em menos de 250 ms, entre a detecção da contingência e a abertura do disjuntor;
- Se comunicar em rede diretamente com os IEDs (Intelligent Electronic Device) dos painéis de distribuição, por meio dos protocolos da norma IEC 61850 (GOOSE e MMS);
- Capacidade para lidar com qualquer tipo de cenário, número de conexões de barras e topologia do sistema de potência;
- Possuir um esquema primário de rejeição baseado em contingências e um esquema secundário baseado em frequência;
- Confirmação do desempenho do sistema mediante um ensaio simulação dinâmica em tempo real;
- Plataforma montada em hardware robusto, específico para ambiente de subestação.

Além do sistema de descarte de cargas, também foi implantando um sistema de sincronismo automático utilizando a rede ethernet e a comunicação entre os IEDs através de mensagens GOOSE e MMS. Este sistema permite também o controle dos geradores a vapor por meio de uma IHM local ou

remotamente via SDCD (sistema digital de controle distribuído).

Por se tratar de um sistema de segurança, a confiabilidade e a velocidade são essenciais para garantir o resultado esperado com o mínimo de impacto ao processo. Desta forma, foram solicitados estudos de estabilidade dinâmica e realização de ensaios de simulação estática e dinâmica, já que em campo a realização de tais testes seria inviável.

II. O SISTEMA DE DESCARTE DE CARGAS

O colapso do sistema de potência geralmente ocorre devido ao decaimento da frequência do sistema a patamares extremos e o sistema de proteção executa a ação de abertura dos disjuntores dos geradores, causando perda de geração e em casos extremos causa blackouts. Para sistemas industriais e sistemas ilhados, o evento mais comum é a perda inesperada de geração, barra e ou disjuntores de interligação. Se algum destes disjuntores for aberto, um desbalanço de potência ocorrerá entre a potência desenvolvida mecanicamente pelas turbinas e a soma da carga elétrica conectada ao sistema.

A taxa de decaimento da frequência de um sistema elétrico está relacionada à magnitude do déficit de potência, a composição da carga (motor indutivo, motor síncrono, carga resistiva, etc), e a inércia do sistema. A taxa de decaimento de frequência será mais acentuada ou não dependendo do tipo e qualidade do controlador da turbina. Para todo sistema de potência, um esquema de descarte de carga por subfrequência somente irá detectar o decaimento de frequência após a inicialização das condições de déficit de potência.

A. Arquitetura do Sistema de Descarte de Cargas

O sistema proposto e implantado baseia-se totalmente na comunicação entre os IEDs e controladores por meio dos protocolos GOOSE e MMS. Para que o sistema se tornasse viável, foram substituídos 61 relés por IEDs na seção de 13,8 kV e instalados 3 IEDs na seção de 88 kV. O sistema de descarte é redundante e possui uma IHM local para supervisão, configuração e operação dos disjuntores, caso necessário. O sistema está ligado a uma rede de switches ligados em anel onde estão conectados os IEDs dos painéis de distribuição, ligados em dupla estrela aos switches, vide arquitetura da Fig. 2. A rede ethernet é composta por sete sub-redes ligadas a um anel principal responsável pelo gerenciamento. Somente a rede do descarte de cargas possui 18 switches ethernet gerenciáveis.

B. Esquema de Descarte por Contingência

O sistema realiza automaticamente a redução de carga do sistema em resposta a eventos pré-determinados do sistema de potência, as contingências. Este é um método comprovado para restabelecer o equilíbrio entre a potência gerada e consumida. O sistema imediatamente descarta cargas a partir do evento da abertura de disjuntores pelos quais o fluxo de potência ativa está fluindo. A abertura de um gerador, barramento, ou interligação de carga pode criar uma discrepância de potência. Estes são, portanto classificados como contingências que podem causar desbalanço de potência.

O sistema de descarte de carga baseado em contingência executa todos os cálculos e subseqüentes seleções de carga continuamente e antecipadamente a qualquer evento de contingência. O sistema está sempre preparado com a solução apropriada de descarte de carga e informe continuamente os operadores sobre a ação automática que será tomada em qualquer evento de contingência.

A equação básica usada para selecionar a quantidade de carga a ser descartada é mostrada a seguir:

$$L_n = P_n - \sum_{g=1}^m \text{IRM}_{ng}$$

Onde:

n = número da contingência (evento)

m = número de fontes (geradores) no sistema

g = número do gerador, de 1 à m

L_n = quantidade de carga selecionada pelo evento n (MW)

P_n = disparidade de potência causada pelo evento n (MW)

IRM_{ng} = margem de reserva disponível de todos os geradores restantes após o evento n (MW)

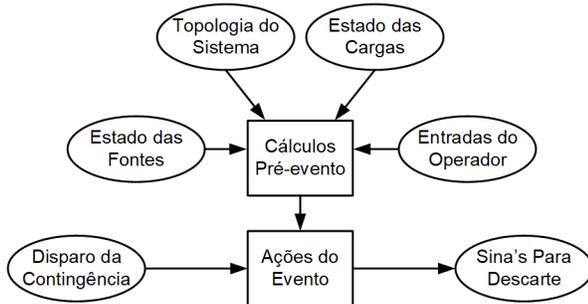


Fig. 3. Arquitetura Conceitual do Esquema de Descarte por Contingencia

O método utilizado pelo sistema de descarte de cargas para lidar com múltiplos, e/ou consecutivos eventos de contingência deve ser seguro, para que o sistema não desestabilize ainda mais, assim ele congela os dados utilizados para calculo de descarte por um período de 10 s após a atuação da primeira contingência. Durante o período que os dados estão congelados, o sistema de descarte continua a traçar a topologia do sistema para descarte em caso de subseqüentes perdas de geração. Este

método permite que seja feito o descarte de cargas rapidamente na ocorrência de contingência com poucos milissegundos de diferença entre elas.

C. Esquema de Descarte por Frequência

O esquema de descarte de carga por subfrequência é executado no mesmo hardware do sistema por contingência. Ele trabalha como retaguarda do sistema para casos onde a abertura de um disjuntor não inicializa o sistema por contingência. Isto acontece quando o cabo de controle do disjuntor, ou está removido ou danificado. Este esquema também atua durante períodos transitórios após a atuação do sistema de descarte baseado em contingência.

O esquema de subfrequência dinamicamente seleciona, a partir de uma lista de prioridades de cargas, qual a necessidade de descarte para equilibrar a geração com a carga. Esta tabela de prioridade de carga será a mesma tabela utilizada pelo esquema de descarte de carga baseado em contingência.

O algoritmo de descarte de carga baseado em subfrequência também utiliza a metodologia de pontos cruzados, no qual também atinge tempos de atuação idênticos ao sistema baseado em contingência.

D. Sistema de Sincronismo Automático

Uma vez que todos os IEDs do sistema de distribuição em 13,8 kV foram colocados em rede passaram a ter o controle do disjuntor, optou-se também por instalar um sistema automático de sincronização das fontes e interligações utilizando as funcionalidades nativas dos IEDs. No caso dos geradores foi utilizado o relé de proteção do gerador que além das funções de proteção e controle também possui a função de sincronizador, sendo capaz de enviar comandos para o AVR (Automatic Voltage Regulator) do gerador e governador da turbina, corrigindo a tensão, ângulo e frequência de modo a permitir o sincronismo do gerador com o restante do sistema e comandando o fechamento do disjuntor.

Como o uso de mensagens GOOSE e MMS, também foi possível fazer com que os IEDs Relé instalados nas interligações de barra (52-45, 52-50, 52-55, 52-65, 52-75 e 52-85) e secundário dos transformadores de entrada (52-44 e 52-54) fossem capazes de calcular as correções na tensão, ângulo e frequência necessárias para sincronização dos sistemas, enviar os comandos para os IEDs relé de proteção do gerador e estes atuarem no AVR e governador, vide Fig. 4.

Esta solução reduziu os custos com a implantação de novos painéis, IHM e IEDs, uma vez que se utilizou das funcionalidades dos IEDs instalados, sendo necessária apenas o desenvolvimento das lógicas de controle e a incorporação de mais uma tela de controle na IHM local do sistema de descarte de cargas. Além disto, o sincronismo pode ser comando diretamente pelo IED, pela IHM local ou remotamente pelo supervisor existente.

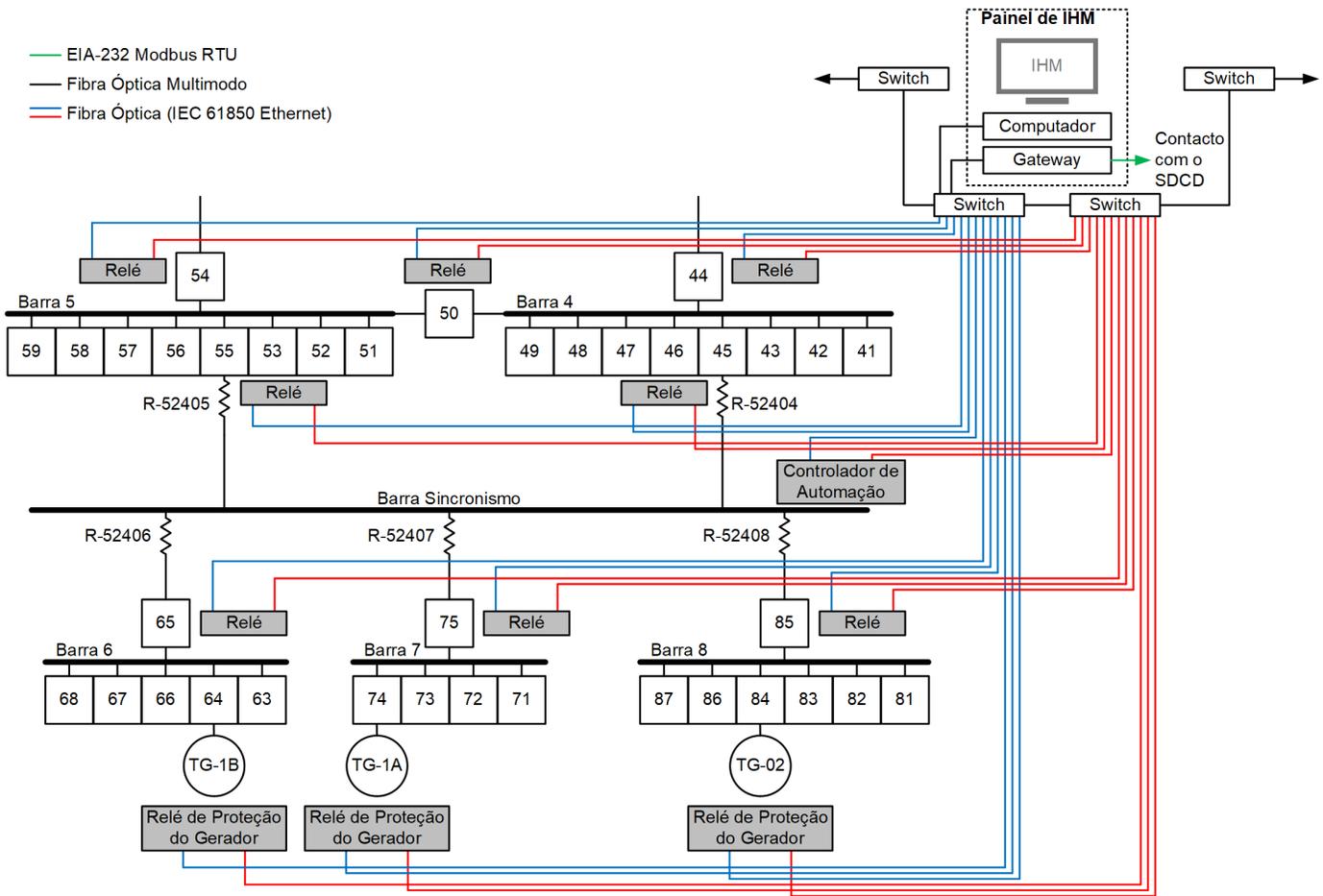


Fig. 4. Arquitetura do Sistema de Sincronismo Automático

E. Monitoramento e Supervisão

Um tópico à parte, mas não menos importante, foi a supervisão do sistema. Mesmo sendo projetado com hardware robusto e topologia de rede redundante, sabemos que por melhor que seja um sistema, ele não é infalível. Desta forma o monitoramento das condições operacionais do sistema e da comunicação entre os dispositivos é quem de fato proporciona a segurança e confiança no sistema. No projeto em questão foi realizado o monitoramento individual das mensagens GOOSE dos IEDs através do bit de qualidade da mensagem. Para as mensagens MMS foi configurado um contador no IED, que funciona indefinidamente, onde o sistema de descarte de cargas monitora o incremento deste contador.

Caso o contador não sofra alteração durante um período ou o bit de qualidade da mensagem GOOSE esteja ruim, um alarme é emitido na IHM indicando falha de comunicação. Se o IED em falha é uma carga passível de descarte a mesma será desabilitada pelo sistema, e se for o IED de um ponto de contingência, esta contingência também é desabilitada automaticamente. Desta forma, mesmo que haja uma falha em um IED, não haverá a atuação indevida do sistema de descarte de cargas.

III. ENSAIOS E COMISSONAMENTO

A. Simulação Estática e Dinâmica

Uma das etapas mais importantes do projeto foi a realização dos ensaios em fábrica, que compreenderam ensaios estáticos, dinâmicos e estudos de estabilidade, com o objetivo de validar a parte lógica do sistema, ou seja, o software. Para os ensaios dinâmicos todo o sistema elétrico da refinaria foi modelado em um simulador digital em tempo real, o RTDS (Real Time Digital Simulator). Dados de grandes motores, transformadores, geradores e concessionária foram levantados e inseridos no simulador de modo a criar um modelo o mais próximo possível do sistema real.

Também faz parte do escopo de fornecimento um simulador estático, que é constituído de uma IHM e do sistema de descarte de cargas, vide Fig. 2. A IHM é capaz de simular os sinais digitais como status de disjuntores, chaves, proteções, e os sinais analógicos como potência dos alimentadores e fontes necessários para a operação do sistema de descarte. Na IHM é possível então simular contingências como ilhamento e atuações de proteções, e observar a resposta do sistema de descarte de cargas à contingência. O simulador exerce papel fundamental no treinamento de técnicos de operação e manutenção, além de auxiliar na programação de manobras críticas no sistema elétrico.

Devido à complexidade do sistema e número de pontos digitais e analógicos a serem simulados, o ensaio com o RTDS foi realizado. A plataforma dos testes foi composta do RTDS e do simulador estático. As contingências eram geradas no simulador estático, que transmitia os dados para o RTDS, onde este processava o ocorrido e então realizava as simulações necessárias, fornecendo a resposta à contingência no que se referia aos valores de tensão e frequência do sistema, bem como a resposta dos geradores próprios aos transientes. Foram realizadas diversas simulações, baseadas inclusive em casos reais.

Nas simulações estáticas o sistema era colocado em uma condição pré-estabelecida e então era gerada uma contingência. O sistema de descarte de cargas processava a contingência e realizava o descarte das cargas pré-selecionadas. O resultado da simulação era confrontado com um resultado já previamente calculado. Em todos os casos simulados o resultado foi conforme esperado

Outro teste importante realizado foi o round trip, que consistia em medir o tempo de atuação do sistema para uma contingência. Nos testes realizados, o tempo médio de atuação do sistema ficou em 30 ms, bem abaixo do mínimo requerido na especificação técnica que era de 250 ms. Cabe ressaltar aqui que o sistema não estava totalmente completo, e por isso o resultado real deve ficar um pouco acima deste, ainda assim abaixo do mínimo requerido.

B. Testes de Campo

Após os testes em fábrica, foram realizados os testes de campo, com o objetivo de verificar as configurações e conexões físicas dos IEDs, switches e controlador. Em uma primeira etapa, os IEDs que compõem o sistema foram montados em um laboratório e ligados ao rack do simulador. No simulador foi instalado o programa de descarte de cargas e a IHM de campo. Com o auxílio de gigas de testes, usadas para simular o disjuntor, e uma mala de testes de relés hexafásica cada IED foi totalmente testado, simulando fisicamente todos os sinais digitais e analógicos, além dos testes de comando remoto pela IHM e descarte pelo controlador.

Com a execução dos testes em bancada dos IEDs foi possível verificar 100% dos pontos digitais e analógicos necessários ao sistema de descarte de cargas e à IHM local. Durante os testes foram detectadas possibilidade de melhorias e falhas de configuração, que foram prontamente implantadas.

Outro ponto muito importante a se destacar é que nesta etapa também foram configuradas as switches, principalmente as VLANs, que são fundamentais para o gerenciamento do tráfego das mensagens multicast. Neste projeto foi adotada a filosofia segregação através de VLANs individuais para os IEDs dos alimentadores, onde temos cerca de 70 VLANs somente para o sistema de descarte de cargas. Para o gerenciamento da redundância em anel foram utilizados dois protocolos: Hiper Ring para o anel principal e MRP (Media Redundancy Protocol) para os sub-anéis.

Na segunda etapa dos testes de campo, os IED foram instalados nos painéis de distribuição e novamente foram testados os pontos digitais e analógicos, desta vez apenas para

confirmar se a ligação física e definitiva estava correta, verificando inclusive a polaridade dos transformadores de corrente, que tem papel fundamental para a correta leitura de potência ativa dos IEDs que afeta diretamente o esquema de descarte por contingências.

C. Comissionamento

Sendo a última etapa antes da entrada em operação, o comissionamento é a garantia de que todos os devices do sistema de descarte de cargas estão comunicando de forma satisfatória e o programa está sendo executado corretamente. Graças aos ensaios de simulação estática e dinâmica, e aos testes em laboratório e em campo, o comissionamento teve seu tempo reduzido de forma significativa, além do fato de vários problemas que normalmente surgem nesta etapa puderam ser detectados anteriormente e sanados rapidamente.

IV. CONCLUSÃO

A instalação do sistema de descarte de cargas confere muito mais confiabilidade à operação do sistema elétrico, uma vez que objetiva manter a estabilidade do sistema independente do distúrbio que venha ocorrer. E por ser um sistema crítico, a realização dos ensaios dinâmicos, estáticos e os testes de campo são fundamentais para garantir de forma segura a eficácia do sistema, uma vez que a realização de testes reais para este tipo de sistema é inviável.

Durante os testes foi possível identificar melhorias no sistema, nas lógicas, nas configurações dos IEDs, switches e controlador, que puderam ser executadas de forma tranquila, segura e planejada, minimizando os transtornos na etapa de comissionamento e start-up. Outro ponto a ser comentado é que o tráfego na rede, o comportamento dos switches no que se refere ao gerenciamento das VLANs, só pode ser medido na prática, com todos os devices conectados e se comunicando.

Sem sombra de dúvidas a elaboração de uma boa especificação técnica que cite claramente quais testes devem ser realizados, a elaboração de um roteiro de testes bem definido e a colaboração de profissionais que conheçam os equipamentos e sistemas a serem testados e instalados, são a chave do sucesso para que qualquer sistema seja implantado de forma segura e que cumpra o papel a que se destina.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations, 2003.
- [2] B. Cho, H. Kim, M. Amulla e N. C. Seeley, "The Application of a Redundant Load-Shedding System for Islanded Power Plants", proceedings of the 35th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, September 2008.
- [3] W. Allen e T. Lee, "Flexible High-Speed Load Shedding Using a Crosspoint Switch", proceedings of the 32nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2005.

VI. DADOS BIOGRÁFICOS

Adriel Angelo Ferreira, graduado em engenharia elétrica, com ênfase em eletrotécnica, pela Universidade Federal de Uberlândia em 2003. Ingressou na PETROBRAS no ano de 2005, onde desde então trabalha com proteção e automação de sistemas elétricos industriais. Atualmente cursa especialização em automação de sistemas elétricos pelo INATEL – Instituto Nacional de Telecomunicações.

Ricardo Abboud graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 1992. Trabalhou na CPFL de 1993 a 2000 como engenheiro de proteção na Divisão de Equipamentos da Proteção. No ano de 2000 deixou a CPFL para se juntar a Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) como Engenheiro de Aplicação, onde foi responsável pelo suporte técnico e por fornecer consultoria aos clientes em todo o Brasil. De 2005 a 2010 exerceu função de Gerente de Engenharia, Gerente de Vendas e Engenheiro Especialista, atuando como consultor técnico em todos os assuntos de proteção, automação e controle e projetos de sistemas industriais, distribuição, transmissão e geração. Em janeiro de 2013 assumiu o cargo de Diretor Técnico da SEL Brasil, realizando a coordenação técnica de maneira global na SEL Brasil. Foi autor e coautor de diversos artigos apresentados em conferências e seminários nacionais e internacionais, possui artigos publicados em revistas especializadas. É instrutor do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos, coordenado pela Fupai/UNIFEI e do Curso de Especialização em Automação de Sistemas Elétricos, coordenado pelo INATEL.

Paulo Franco graduado em engenharia elétrica pela Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho em 2004. No ano de 2005 abriu sua própria empresa para prestar serviços de engenharia de projetos e integração, onde atuou nesta área por 3 anos. Juntou-se a Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) como Engenheiro de Integração no ano de 2007. Em 2009 concluiu curso de especialização em proteção de sistemas elétricos pela Universidade Federal de Itajubá.

Rafael Cardoso graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em 2006 e especialista em Proteção de Sistemas Elétricos pela mesma universidade em 2009. Trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) desde 2007 como Engenheiro de Aplicação com atividades de suporte técnico, consultoria e treinamento aos clientes em todo o Brasil.