

Projeto, Implementação e Experiência Prática de um Sistema de Controle de Emergência para o Sistema de Potência do País da Geórgia

Alexander Didbaridze e Siegmur Leutloff
JSC Georgian State Electrosystem

Diego Rodas e Fernando Calero
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado na
DistribuTECH Conference
San Diego, California
29–31 de janeiro de 2013

Apresentado previamente na
3rd Annual Protection, Automation and Control World Conference, junho de 2012

Originalmente apresentado na
14th Annual Western Power Delivery Automation Conference, março de 2012

Traduzido para o Português em julho de 2016

Projeto, Implementação e Experiência Prática de um Sistema de Controle de Emergência para o Sistema de Potência do País da Geórgia

Alexander Didbaridze e Siegmund Leutloff, *JSC Georgian State Electrosystem*
Diego Rodas e Fernando Calero, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—O sistema de potência do país da Geórgia está sujeito à instabilidade severa no caso de perda de qualquer uma das linhas de 500 kV devido a faltas no sistema de potência e/ou desligamentos acidentais. Duas ilhas são formadas, exigindo o alívio de cargas no centro de cargas e a rejeição de geração em um importante centro de potência do sistema. O montante da rejeição de potência é determinado pela carga atendida pelo sistema de 500 kV antes da abertura dos terminais da linha. Um sistema de controle de emergência (“emergency control system” – ECS) foi proposto pela empresa Georgian State Electrosystem para equilibrar a geração e a carga de forma rápida e segura durante um evento no sistema. O ECS foi implementado com lógicas customizadas, dispositivos de proteção, controle e monitoramento disponíveis comercialmente (“off-the-shelf”), e mensagens IEC 61850 GOOSE (“Generic Object-Oriented Substation Event”) de alta velocidade. As interfaces homem-máquina (IHMs) são usadas pelos operadores para efetuar o controle e monitoramento do sistema, e o gerenciamento dos ajustes dos limites de potência. Nos meses seguintes ao comissionamento e instalação com sucesso, o ECS evitou com êxito a ocorrência de blackouts de todo o sistema de potência em cinco vezes separadas durante duas semanas do verão, quando o consumo de energia atingiu o pico de carga.

Primeiro, este artigo apresenta os desafios do sistema de potência existente e os requisitos para o ECS. Em seguida, são descritos o projeto da solução do ECS e a rede de comunicação. O sistema se comunica através de uma rede Ethernet dedicada, permitindo o uso de mensagens de controle IEC 61850 GOOSE, bem como o acesso da engenharia aos dispositivos remotos via protocolo FTP (“File Transfer Protocol”) e Telnet. A lógica do ECS implementado é discutida em detalhes, bem como os tempos necessários para atender às especificações. O trabalho descreve a experiência do comissionamento e testes do sistema com dispositivos em operação numa condição simulada de blackout abrangendo todo o país. A funcionalidade exclusiva do ECS, fornecendo eventos sincronizados via GPS (“Global Positioning System”), permite a verificação da lógica e sua funcionalidade através de vários eventos reais ocorridos no sistema de potência logo após o comissionamento do ECS. A oscilografia permitiu que a Georgian State Electrosystem efetuasse a verificação e a sintonia dos ajustes dos limites de potência utilizados.

I. INTRODUÇÃO

O país da Geórgia está localizado a leste do Mar Negro, tendo como fronteiras a Rússia ao norte, Turquia a sudoeste, Armênia ao sul e Azerbaijão a sudeste. A maioria da carga elétrica é consumida na capital, cidade de Tbilisi, localizada a sudeste do país. A oeste do país, uma importante usina hidrelétrica em Enguri gera a maior parte da potência a ser transmitida para Tbilisi. Existem links para os países vizinhos,

mas atualmente estes links não influenciam as questões de estabilidade do sistema de potência.

A Fig. 1 mostra as principais subestações e linhas de transmissão da Geórgia. A Georgian State Electrosystem garante a transmissão de energia elétrica através de todo o território da Geórgia. Esta empresa é responsável pelas operações, gerenciamento e despacho dentro do sistema de potência georgiano, além da operação das instalações de transmissão de 500 kV, 220 kV, 110 kV e 35 kV, mantendo ao mesmo tempo a estabilidade do sistema de potência. O sistema é composto por 3.000 quilômetros de linhas de transmissão (500 kV, 220 kV, 110 kV e 35 kV) e 89 subestações distribuídas no território georgiano.

A usina de energia de Enguri na região da usina de energia de Imereti, identificada por uma seta na Fig. 1, gera a potência que é entregue para a região de carga de Tbilisi através das linhas Imereti e Kartli 2 de 500 kV. O fluxo no sistema de 220 kV para a região de Tbilisi é considerado secundário em comparação com o tronco de 500 kV.

Se houver perda da linha Imereti ou Kartli 2, o sistema de potência pode ser efetivamente dividido em duas ilhas elétricas (considerando apenas o sistema de 500 kV); em consequência, o sistema de 220 kV pode ser sobrecarregado. A região de carga de Tbilisi terá deficiência de geração, e a região da usina de Enguri terá um excedente de potência; portanto, as duas ilhas elétricas serão instáveis. Na região de carga de Tbilisi, cargas deverão ser rejeitadas para atenuar o déficit de geração. Na usina de Enguri, a geração em excesso precisa ser reduzida por meio da rejeição do número apropriado de geradores.

No verão de 2010, o cenário descrito no parágrafo anterior ocorreu várias vezes, levando a um blackout de uma grande porcentagem do sistema de potência. Esquemas de subfrequência tradicionais são muito lentos para garantir a estabilidade do sistema sob estas circunstâncias. O tempo de restabelecimento médio desses eventos foi maior do que 1 hora.

Ocorrências de instabilidade e longos tempos de recuperação após os blackouts não são aceitáveis nos sistemas de potência modernos. Consequentemente, a Georgian State Electrosystem propôs um esquema de proteção de área ampla, referido como sistema de controle de emergência (“emergency control system” – ECS), visando fornecer controle de estabilidade de ação rápida do sistema de potência.

A Fig. 2 exibe um diagrama simplificado do sistema de potência mostrado na Fig. 1. A perda da linha Imereti é detectada na subestação Zestaponi. A perda da linha Kartli 2 é detectada na subestação Ksani.

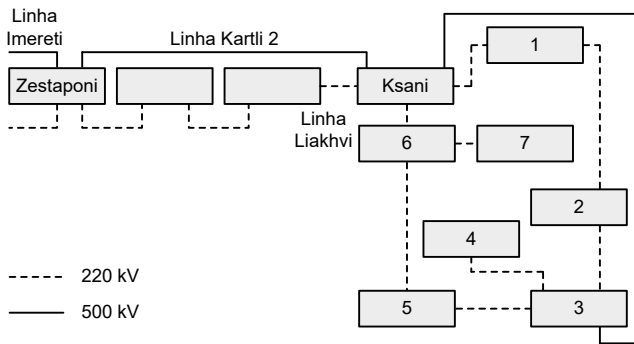


Fig. 2. Sistema de Potência Georgiano Simplificado

Em ambas as subestações Zestaponi e Ksani, o fluxo de potência é constantemente monitorado e memorizado para fornecer medições pré-evento no caso de perda da linha. Estas medições são usadas para calcular os sinais de alívio de carga transmitidos para sete subestações na região de Tbilisi. A severidade da rejeição de cargas baseia-se na comparação do fluxo de potência medido com três valores limites de potência definidos. Estes três níveis de severidade são usados para decidir quais as cargas a serem desconectadas entre as sete subestações da região de Tbilisi, conforme mostrado na Fig. 2.

O sistema também utiliza os três níveis de severidade e a rejeição de cargas para determinar se é necessário iniciar a desconexão de unidades de geração na usina de Enguri.

O ECS usa dois dispositivos para tomada de decisão localizados nas subestações de Zestaponi e Ksani de 500 kV. Estes dispositivos, referidos como processadores ECS, representam os “cérebros” do ECS. Seus principais objetivos consistem em medir o fluxo de potência, determinar os níveis de severidade baseados no fluxo de potência, detectar a perda das linhas de 500 kV e fornecer registros das sequências de eventos, oscilografia e indicações.

O ECS requer uma interface homem-máquina (IHM) para interrogar os processadores ECS visando coletar e exibir os dados operacionais do sistema. A interface gráfica permite que os operadores configurem os valores limites para os diferentes níveis de severidade.

B. Infraestrutura de Comunicação

A Georgian State Electrosystem é a proprietária da rede de fibra óptica monomodo conectando a maioria das subestações do país. O projeto do ECS foi implementado usando um único par de fibra óptica para completar todo o esquema. Mensagens IEC 61850 GOOSE (“Generic Object-Oriented Substation Event”) foram selecionadas para a transmissão digital dos limites de severidade para as subestações de mitigação. Essas mensagens e todos os demais tráfegos Ethernet necessários coexistem na rede de fibra óptica. Os métodos de prioridade da mensagem e segregação da rede do padrão IEEE 802.1 são usados para permitir que mensagens IEC 61850 GOOSE sejam transmitidas de forma eficiente, com um

comportamento mais determinístico. O par de fibra óptica fornecido para este projeto permite a separação de outras formas de comunicação usando outros pares de fibra óptica do feixe. A disponibilidade de um par de fibra óptica para uso exclusivo do sistema de controle é única na Georgian State Electrosystem, mas a arquitetura da rede não mudaria muito se outras comunicações fossem multiplexadas para este par de fibra óptica via multiplexação por divisão de tempo (“time-division multiplexing” – TDM). A adição de multiplexadores TDM em cada estação permitiria ao mesmo par de fibra óptica multiplexar várias comunicações com o determinismo e confiabilidade necessários para o ECS de alta velocidade [1].

C. Considerações Adicionais

Os requisitos foram definidos após os eventos do verão de 2010. O sistema precisava estar pronto e instalado antes do verão de 2011. O uso de um sistema de proteção, controle e monitoramento (“protection, control, and monitoring” – PCM) específico para aplicações de missão crítica simplificou a implementação, permitindo que a solução completa fosse projetada e implementada em menos de quatro meses.

II. PROJETO DO ECS

A base do projeto do ECS foi a simplicidade e a eficiência. Para configurar rápida e localmente o sistema e executar as lógicas do ECS, processadores ECS facilmente programáveis e IHMs complementares foram instalados nas subestações Ksani e Zestaponi. Nas subestações de mitigação e usina de Enguri, foram selecionados módulos de entradas e saídas (I/Os) programáveis suportando IEC 61850 GOOSE.

A. Considerações das Comunicações

A disponibilidade dos links de fibra óptica entre subestações facilita a implementação de um sistema com protocolos modernos. Duas soluções possíveis foram analisadas: a primeira usando comunicações MIRRORRED BITS® como um protocolo *peer-to-peer*, reconhecido como sendo de alta velocidade com integridade de *payload* com tripla redundância [2]; a segunda usando mensagens GOOSE. Para este tipo de sistema de controle através de uma área ampla, são exigidas a segurança e a baixa latência na entrega dos sinais de controle.

As principais vantagens das comunicações MIRRORRED BITS consistiam na sua história de sucesso em projetos similares de ECS por mais de uma década [3] e na conexão direta dos dispositivos através de um simples conversor serial-para-óptico. Nenhum equipamento de comunicação adicional era necessário.

Embora o protocolo de comunicação serial MIRRORRED BITS possa enviar bits de controle em um tempo tão baixo quanto 4 milissegundos ponto-a-ponto, nesta solução alguns dos dispositivos atuariam como repetidores para dispositivos a jusante, adicionando atrasos ao sistema. Para este esquema de proteção de uma área ampla, ficou evidente que o uso deste protocolo serial não seria eficiente para a expansão do sistema. Além disso, as comunicações MIRRORRED BITS não suportavam a multiplexação de outros protocolos no mesmo link de

comunicação para funcionalidades adicionais, incluindo o acesso da engenharia.

A disponibilidade do par de fibra óptica através de longas distâncias permitiu a proposta de uma rede Ethernet. A troca de mensagens IEC 61850 GOOSE foi selecionada como a solução para o envio dos sinais de severidade. Os processadores ECS para tomada de decisão e os processadores de rejeição para execução da ação precisavam, portanto, ter portas Ethernet e propiciar conectividade para IEC 61850.

A Fig. 3 mostra a rede Ethernet implementada, na qual são usados switches Ethernet gerenciados especificados para subestação com portas ópticas monomodo. A rede usa caminhos redundantes sempre que possível. Existem switches adicionais nas subestações intermediárias devido à longa distância envolvida e para futuras subestações de mitigação. Para o link entre Zestaponi e Enguri, os sinais são enviados através de dois caminhos diferentes, um deles conforme mostrado na Fig. 2 através de um link Ethernet de fibra óptica, e um segundo através de um sistema carrier de linhas de transmissão (“power line carrier” – PLC) como retaguarda.

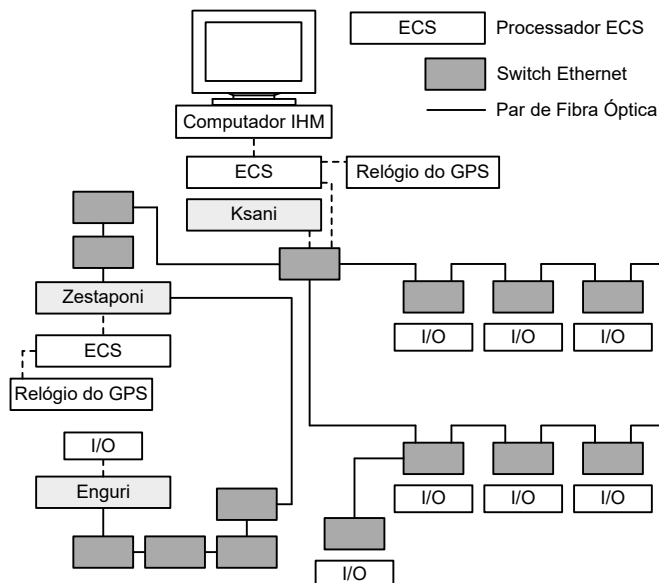


Fig. 3. Rede Ethernet do ECS

É um benefício usar a troca de mensagens rápidas IEC 61850 GOOSE que é *multicast* (i.e., publicada simultaneamente em múltiplos dispositivos da rede) com alta prioridade na rede [4]. Este recurso *multicast* requer o uso disciplinado dos métodos de segregação e prioridade das mensagens GOOSE via VLAN (“virtual local-area network” – rede de área local virtual), conforme padrão IEEE 802.1p e Q, nos dispositivos eletrônicos inteligentes (“intelligent electronic devices” – IEDs) do PCM e switches Ethernet para uma entrega rápida e confiável. A baixa latência dos switches Ethernet significa que as mensagens de controle chegam nos processadores de rejeição, provenientes dos processadores ECS, efetivamente ao mesmo tempo.

A rede Ethernet também fornece os seguintes benefícios.

1) Transmission Control Protocol/Internet Protocol (TCP/IP)

O Protocolo de Transferência de Arquivos (“File Transfer Protocol” – FTP) e Telnet são usados para interrogar os dispositivos remotos do ECS para os propósitos da engenharia. Outros protocolos nativos para os processadores ECS são também implementados nesta rede.

2) Acesso Remoto

O computador da IHM pode facilmente acessar cada um dos dispositivos remotos do ECS para configurá-los e restituir os registros das sequências de eventos e oscilografia.

3) Oportunidades de Expansão

Se subestações de mitigação adicionais tiverem que ser incluídas no esquema, a adição à rede é simples e direta.

4) Sistema de Ação Rápida

Como a troca de mensagens GOOSE é *multicast*, os sinais de severidade são enviados para todos os nós da rede simultaneamente. Os ajustes internos aos switches Ethernet permitem que essas mensagens alcancem os dispositivos apropriados e sejam facilmente entregues às novas subestações de mitigação, uma vez que são adicionadas sem afetar o dispositivo de origem ou precisar de repetição.

5) Ajustes do Sistema

É fácil modificar o número de limites e sinais de severidade efetuando ligeiras alterações nas mensagens GOOSE atuais para adicionar mais sinais discretos ao *payload*.

6) Redundância

O sistema pode ser facilmente modificado para duplicar os módulos de I/Os programáveis em cada subestação de mitigação para os propósitos de redundância.

7) Interoperabilidade

O sistema pode aceitar dispositivos que suportam mensagens IEC 61850 GOOSE mas são de diferentes fabricantes.

B. Seleção dos Dispositivos

Todos os dispositivos do ECS foram obrigados a ter portas Ethernet. Todos os dispositivos, exceto o computador da IHM, foram obrigados a ter recursos de troca de mensagens IEC 61850 GOOSE.

1) Switches Ethernet

Os switches Ethernet gerenciados com recursos de marcação (“tagging”) da VLAN conforme padrão IEEE 802.1Q e prioridade padrão IEEE 802.1p foram selecionados. A marcação de prioridade é usada pelas mensagens IEC 61850 GOOSE para enviar mensagens de controle com maior prioridade do que o tráfego Ethernet regular. Os switches selecionados têm portas de fibra óptica monomodo, permitindo comunicações de longa distância.

2) Processadores ECS

Os dispositivos selecionados para atuar como processadores das lógicas do ECS são capazes de medir correntes e tensões do sistema de potência para duas linhas. Usando as medições, pode-se calcular o fluxo de potência de cada linha. Operações aritméticas, temporizadores e portas (“gates”) lógicas são disponibilizados para a programação das lógicas do ECS. O processador ECS tem suas próprias I/Os binárias. As informações de status dos disjuntores e status das chaves seccionadoras podem também ser incorporadas ao esquema.

O processador ECS selecionado executa a lógica principal a cada um oitavo de um ciclo do sistema de potência. O esquema de automação do processador ECS é um processo determinístico focado nas aplicações das lógicas de alta velocidade.

3) Processadores de Rejeição

O dispositivo do processador de rejeição selecionado suporta IEC 61850 com mensagens GOOSE de alto desempenho e fornece I/Os discretas, bem como a capacidade de implementação de lógicas programáveis. As saídas do dispositivo estão no nível da subestação para conexão com os circuitos de trip das cargas selecionadas.

4) Computador da IHM

Um computador robusto para subestação com Microsoft® Windows® XP Professional executa a IHM do ECS para propiciar interface com o usuário.

O sistema do computador da subestação também executa ferramentas de software da engenharia para coleta de relatórios de evento e parametrização dos relés.

5) Relógio do Sistema de Posicionamento Global (GPS)

Os registros das sequências de eventos e as medições são sincronizadas em ambos os processadores ECS através de um relógio do GPS. Os registros das sequências de eventos e a oscilografia sincronizada são valiosos como ferramentas de análise.

C. Detecção de Contingência em Ksani

A subestação de Ksani está em uma importante posição no sistema e inclui a interface do computador da IHM para o sistema. É também onde a interrupção na transmissão de potência da linha Kartli 2 é detectada.

A Fig. 4 mostra o bay de 500 kV de monitoramento em Ksani, com um arranjo de barramento duplo com dois disjuntores. Ambos os contatos de indicação da posição dos disjuntores (52b) são trazidos para o processador ECS para detectar a abertura da linha Kartli 2.

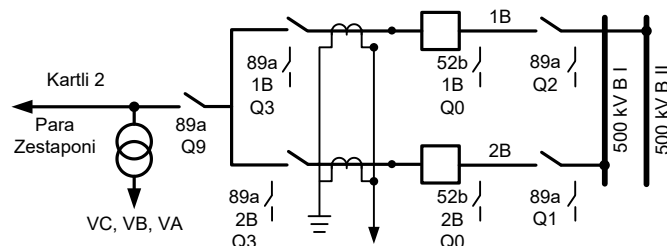


Fig. 4. SE Ksani—Bay da Linha Kartli 2 de 500 kV

Para segurança, além da posição dos disjuntores, são usados detectores sensíveis de subcorrente para detecção de corrente (a ausência de corrente), indicados por LOPHx na Fig. 5. Embora a lógica descrita não evite totalmente a dependência da detecção de contingência nos circuitos de entrada binária simples, ela fornece segurança suficiente para este projeto. Outros métodos mais sofisticados são possíveis para adicionar segurança à detecção [5].

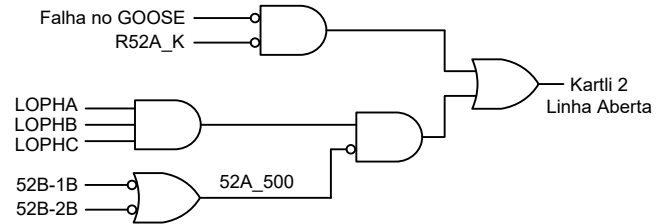


Fig. 5. Detecção da Contingência da Abertura da Linha Kartli 2

O bit de status do disjuntor do terminal remoto (localizado na subestação Zestaponi) também é recebido e incorporado na lógica. O bit R52A_K é parte da mensagem GOOSE recebida de Zestaponi e qualificada pelo bit de integridade de GOOSE. Este bit de integridade de GOOSE monitora a integridade da comunicação GOOSE. Ele está normalmente desativado e vai bloquear o sinal de posição do disjuntor remoto (R52A_K) quando for detectado um problema na transmissão de mensagens GOOSE.

Uma verificação adicional inclui uma mudança súbita na transferência de potência. Se a potência medida diminuir subitamente (como seria para a abertura repentina dos disjuntores), a perda da linha é qualificada.

Existem quatro condições de “armação” (“arming”) que devem estar presentes por um determinado tempo antes de habilitar a lógica de detecção da contingência. Estas condições estão mostradas na Fig. 6. Os tempos de pickup e dropout da armação, bem como os valores limites, são ajustáveis no processador ECS. Embora eles não sejam cruciais para a descrição da lógica, é importante mencionar que os tempos de pickup estão na faixa de 1 segundo e os limites de potência são da ordem de 20 MW. Estas foram as escolhas da engenharia para o projeto.

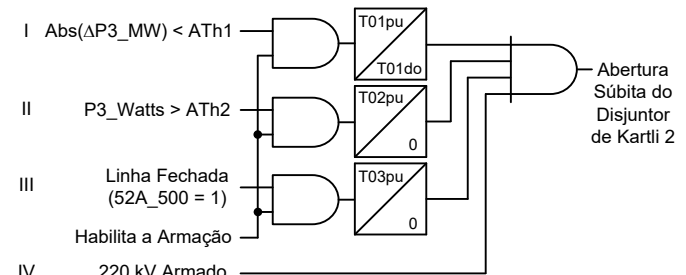


Fig. 6. Condições para a Armação (“Arming”) de Ksani

A condição I exige que a variação da potência medida seja menor do que um valor limite (ATH1). A comparação é feita entre a medição instantânea e uma medição memorizada com uma constante de tempo elevada. A condição II requer um fluxo de potência mínimo na linha para armar a lógica. A condição III requer um sensor para verificar se o disjuntor está

alterações de ajustes do operador na IHM de forma que cada carga seja selecionada para ser rejeitada em um ou mais limites de severidade de acordo com os parâmetros atuais de estabilidade do sistema de potência. Dentro do processador de rejeição, atribuições para saídas físicas são programadas, e essas saídas controlam os disjuntores a serem abertos.

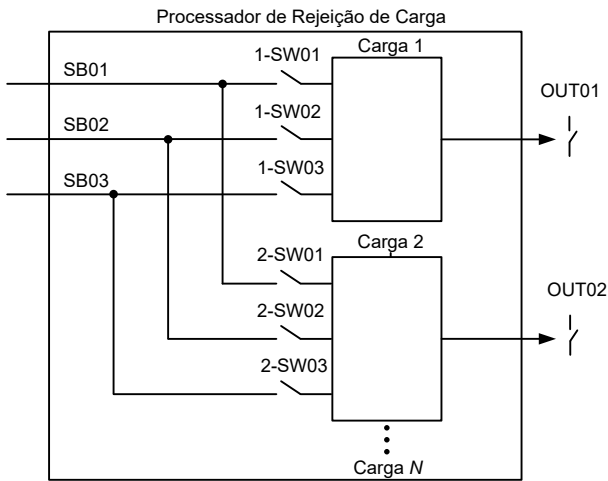


Fig. 10. Diagrama de Blocos do Processador de Rejeição de Carga

E. Lógica e Detecção de Contingência em Zestaponi

Zestaponi é a segunda subestação onde foi instalado um processador ECS. Este local não tem um computador da IHM porque aquele de Ksani permite o acesso à IHM para todos os dispositivos da rede.

O processador ECS de Zestaponi monitora o fluxo de 500 kV na linha de transmissão de Imereti e detecta a perda desta linha. A funcionalidade é similar e baseada na lógica já descrita para a subestação de Ksani.

O processador ECS de Zestaponi transmite três outros bits de severidade para os processadores de rejeição nas subestações de mitigação e na usina de energia de Enguri. Na lógica do processador de rejeição das subestações de mitigação, os sinais dos limites de severidade gerados em Zestaponi são conectados por portas OU (OR) aos sinais dos limites de severidade gerados em Ksani.

F. Programação das Mensagens GOOSE e Interface do Processador de Rejeição

Os sinais de alívio de carga são *multicast* a partir dos dois processadores ECS de Ksani e Zestaponi para todas as subestações de mitigação usando mensagens IEC 61850 GOOSE. Cada subestação verifica a qualidade de uma mensagem antes de usá-la para desligar as respectivas cargas. As cargas são rejeitadas de acordo com o sinal do nível de severidade da sobrecarga e uma tabela de seleção do alívio de carga definida em cada módulo de I/Os a partir da IHM. O indicador de qualidade da mensagem GOOSE é usado para supervisionar todas as lógicas que dependem dos bits de controle recebidos. Nos IEDs selecionados, um parâmetro de qualidade da mensagem é calculado de acordo com estatísticas da mensagem, desempenho de recepção da mensagem versus entrega prevista, e do atributo TTL (“time-to-live”) dentro da mensagem que declara por quanto tempo o *payload* deve ser

considerado válido. A qualidade da mensagem fornece supervisão em tempo real da saúde e desempenho da entrega da mensagem digital contendo as indicações das condições, limites e rejeições do sistema, visando adicionar segurança ao esquema.

Cada módulo de I/Os também armazena um relatório sequencial do evento que é restituído pela IHM para os propósitos de análise pós-evento e manutenção.

Cargas adicionais podem ser adicionadas a cada módulo de I/Os, ou mais unidades podem ser adicionadas a cada subestação com mínimo esforço da engenharia.

Durante os testes e instalação, foi confirmado que o tempo de reação do sistema era inferior a 15 milissegundos desde a detecção de linha aberta nas subestações de monitoramento até a abertura dos contatos de trip nas subestações de mitigação.

Há também sinais de controle de manutenção dedicados dentro da mensagem GOOSE específica para cada subestação para confirmar sua operação. Cada módulo de I/Os envia uma mensagem GOOSE para ser recebida pela unidade de monitoramento visando confirmar a operação correta do sinal de controle da manutenção através da rede. Este recurso foi usado durante o comissionamento e posteriormente durante a manutenção.

Quaisquer problemas com as mensagens GOOSE são imediatamente detectados e indicados através de um alarme importante no sistema.

G. IHM

A IHM, mostrada na Fig. 11 e Fig. 12, contém um conjunto de objetos que representam os dispositivos do sistema de potência. A animação desses objetos representa *status* e condições, exibição de valores analógicos, campos de entrada para valores analógicos, caixas de diálogo e caixas de mensagens que ajudam o operador a manter e controlar o ECS. A IHM monitora continuamente o *status* dos diferentes dispositivos de campo do sistema. Ela atualiza a tela numa base periódica e mantém um histórico dos alarmes de diagnóstico. A sintonização do sistema é permitida através de telas protegidas por senha. Esses recursos de segurança evitam o acesso não autorizado e limitam o acesso baseado em grupos de usuários.

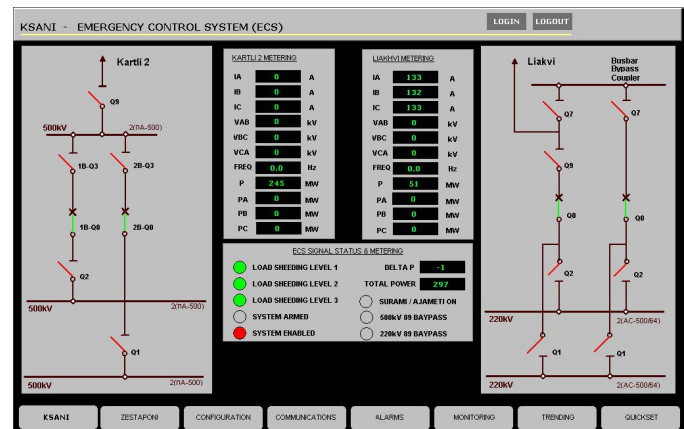


Fig. 11. Status do ECS—Tela do Operador

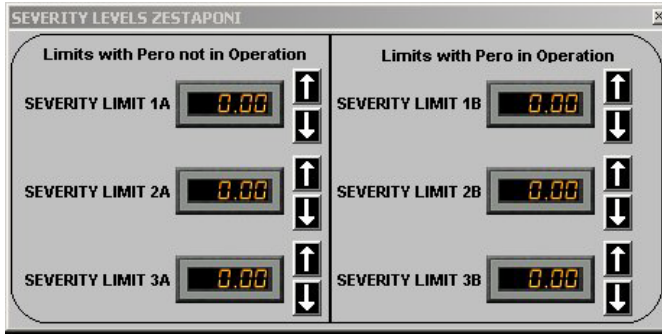


Fig. 12. Ajustes dos Limites de Severidade da IHM do ECS—Tela da Engenharia

III. COMISSONAMENTO E VALIDAÇÃO

A programação do tempo de implementação no campo exigiu que o processo de comissionamento e instalação fosse feito com muito cuidado. Foram adotadas etapas para evitar circunstâncias não previstas durante o comissionamento do sistema.

A. Simulação no Laboratório

A lógica do ECS descrita anteriormente está contida nos processadores ECS, e os esquemas da lógica de detecção de contingência podem ser isolados em cada processador. Usando um equipamento de testes de relés em um ambiente de laboratório, as lógicas foram devidamente simuladas e depuradas. Problemas iniciais das lógicas foram encontrados e solucionados neste ambiente.

Os testes no ambiente de laboratório forneceram a primeira verificação da velocidade do sistema. Os requisitos foram totalmente atendidos com ampla margem, quando comparados ao requisito do tempo de operação de 100 milissegundos original. Os resultados foram utilizados como validação da proposta e concepção do projeto. A experiência de laboratório provou ser valiosa na implantação do esquema, economizando no tempo de implementação ao expor algumas ineficiências nas operações iniciais das lógicas para que pudessem ser rapidamente identificadas e melhoradas.

B. Instalação da Rede

No campo, a primeira etapa foi a instalação dos switches Ethernet e dispositivos com os respectivos endereços de rede. Em cada uma das subestações participantes da Fig. 3, a transmissão e a recepção adequadas dos sinais ópticos foram verificadas.

Como esta é uma rede fechada sem roteamento, foram selecionados os endereços IP apropriados para cada dispositivo. Os módulos das I/Os das subestações de mitigação foram despachados de fábrica com todos os ajustes das lógicas, endereços IP e ajustes *default*. Os arquivos CID (“Configured IED Description”) da norma IEC 61850 foram descarregados no local, para cada unidade, no instante da instalação para evitar quaisquer conflitos. A conectividade a cada dispositivo dos processadores ECS foi então verificada a partir de ambas as subestações de monitoramento. Uma vez que a conectividade a uma subestação remota tenha sido estabelecida, os ajustes lógicos apropriados e os arquivos CID

descrevendo as subscrições e publicações GOOSE foram reconfirmados remotamente.

Os testes da operação de alto nível foram executados usando um comando de manutenção dedicado. Dentro da mensagem GOOSE, um sinal é dedicado para cada subestação. Este sinal booleano discreto opera uma saída de teste que está fisicamente conectada a uma entrada de teste. O *status* desta entrada é transmitido de volta, confirmando a operação da saída e o desempenho da mensagem GOOSE. Outras ferramentas, tais como os relatórios de diagnóstico GOOSE disponíveis dentro destes dispositivos, foram necessárias para verificar a integridade e operação das mensagens GOOSE.

A segunda etapa do processo de comissionamento consistiu na configuração das subestações de monitoramento e verificação dos ajustes, lógicas e comunicações da instalação.

C. Comissionamento no Campo

Os processadores ECS, processadores de rejeição e switches estavam no local para o comissionamento. As polaridades adequadas das entradas analógicas foram verificadas, confirmando se as medições do fluxo de potência estavam corretas. As entradas binárias da posição dos disjuntores foram corretamente verificadas juntamente com as entradas das chaves seccionadoras.

A troca de mensagens GOOSE foi verificada enviando bits de severidade de teste através da rede e verificando as saídas do processador de rejeição.

Usando os equipamentos de teste dos relés, foram executados os mesmos tipos de testes efetuados no ambiente de laboratório, validando o esquema novamente.

O acesso à rede para cada um dos IEDs envolvidos foi uma grande vantagem. Isso permitiu a modificação de pequenas partes da lógica (ex., atribuições de I/Os e intertravamentos das chaves seccionadoras) a partir do local da IHM.

D. Simulação de um Blackout em Todo o País

O comissionamento do sistema provou ser muito simples e direto. A Georgian State Electrosystem decidiu testar o sistema e os tempos de resposta através de um teste efetuando uma simulação em condições de serviço. O teste foi executado às 01h41, conforme mostrado nos registros oscilográficos da Fig. 13, visando afetar o menor número de pessoas possível caso não funcionasse corretamente.

A Fig. 13 exibe o registro oscilográfico do processador ECS de Ksani. O disjuntor da linha Kartli 2 de 500 kV foi aberto manualmente e os limites de potência foram ajustados muito baixos para levar em conta o baixo fluxo de potência no período do teste. Os bits de severidade (SB01, SB02 e SB03) foram enviados para todos os processadores de rejeição, e a carga foi rejeitada de acordo com a lógica ajustada na IHM. Na Fig. 13, PSV31, PSV32 e PSV33 correspondem aos bits de severidade após a lógica ter determinado o envio dos bits. O teste consistiu efetivamente na simulação de um blackout em todo o país, provando ser bem sucedido porque o sistema operou como esperado, muito rapidamente, e atenuou um blackout total.

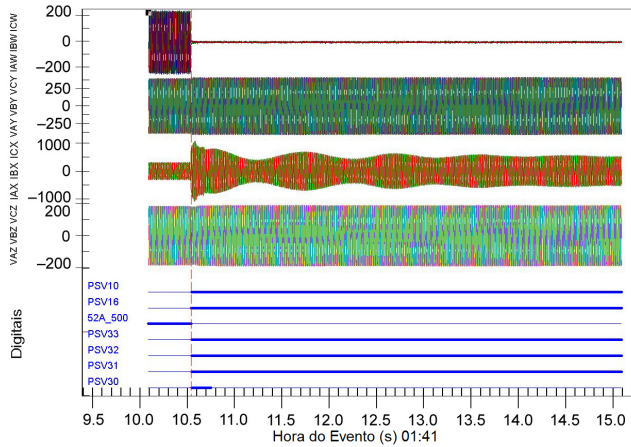


Fig. 13. Oscilografia do Teste do ECS Simulado

IV. OPERAÇÃO NO CAMPO

A. Importância da Oscilografia

Os processadores ECS das subestações Ksani e Zestaponi têm capacidade de armazenar registros oscilográficos. Esta função permite que a Georgian State Electrosystem observe e verifique a operação do ECS e do sistema de potência.

Para os testes de comissionamento e teste de um blackout simulado, os registros oscilográficos provaram ser de grande utilidade para confirmar a operação do sistema. Os efeitos da abertura dos disjuntores da linha de 500 kV, mostrada através das formas de onda IAW-IBW-ICW na Fig. 13, e a sobrecarga no sistema de 220 kV, mostrada através das formas de onda IAX-IBX-ICX, foram facilmente verificados. Os comandos de rejeição do ECS, mostrados como PSV31, PSV32 e PSV33 na Fig. 13, operaram os disjuntores de Tbilisi em 12 milissegundos após a abertura do disjuntor de 500 kV visando reduzir algumas cargas, mas não todas. Pode-se observar que o sistema de 220 kV assume a carga remanescente adicional, oscila ligeiramente e, em seguida, é mantido com um fluxo de potência maior para evitar o blackout.

Juntamente com os registros das sequências de eventos sincronizados com o relógio do GPS, os registros oscilográficos fornecem toda a documentação necessária para análise e verificação dos níveis de alívio de carga para os operadores e planejadores da Georgian State Electrosystem.

B. Operações do ECS

O ECS foi comissionado no início do verão de 2011. O verão é um período crítico do ano para o sistema de potência. A carga é elevada nos sistemas de 500 kV e a probabilidade de faltas nas linhas Imereti e Kartli 2 de 500 kV é alta. Mesmo sendo as linhas equipadas com sistemas de diferencial de linha com recursos de trip monopolar, as faltas à terra com alta resistência podem forçar a abertura dos três polos, conforme mostrado na Fig. 14, que ilustra a operação do processador ECS na extremidade de Zestaponi. Uma falta à terra com alta resistência exigiu a abertura dos três polos com carga suficiente na linha para ativar o valor limite do Nível 1 do ECS (PSV31).

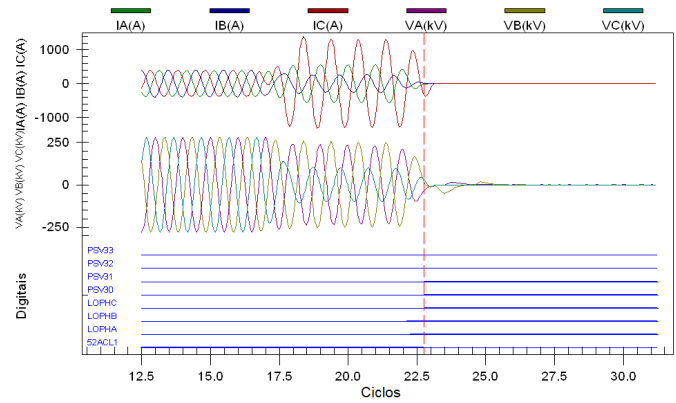


Fig. 14. Perda da Linha Imereti

O evento mostrado na Fig. 14 ilustra um evento real do sistema. Eventos similares ocorreram cinco vezes em julho de 2011, e o ECS respondeu rejeitando corretamente os níveis de carga predeterminados pelo operador.

Com este ECS e outros, uma única operação bem sucedida paga o custo do projeto.

V. CONCLUSÃO

Este artigo resume a implementação com sucesso de um sistema de controle de emergência no país da Geórgia.

Para os requisitos simples do controle de emergência, dispositivos flexíveis disponíveis comercialmente (“off-the-shelf”) foram programados para efetuar a tomada de decisões adequadas e transmitir para os processadores de alívio de carga e/ou rejeição de geração.

A implementação do esquema exigiu um planejamento cuidadoso para seleção dos dispositivos apropriados, estudo dos requisitos de programação, seleção do meio de comunicação e execução dos testes de laboratório e comissionamento.

Embora não seja sempre possível, os testes de simulação de blackouts reais no sistema de potência validam o sistema e fornecem um nível de confiança significativo para o usuário.

As mensagens GOOSE *multicast*, juntamente com a supervisão da qualidade da mensagem, provaram ser um meio eficaz de envio de comandos de controle e monitoramento da saúde e desempenho da entrega de mensagens digitais. A disponibilidade de grandezas analógicas nas mensagens GOOSE pode provar ser de grande utilidade em outras aplicações.

Com a operação bem sucedida do ECS, o custo do projeto foi justificado.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] E. O. Schweitzer, III, D. Whitehead, K. Fodero, and P. Robertson, “Merging SONET and Ethernet Communications for Power System Applications,” proceedings of the 38th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2011.
- [2] K. Behrendt, “Relay-to-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control,” proceedings of the 23rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1996.

- [3] M. Gugerty, R. Jenkins, and D. Dolezilek, "Case Study Comparison of Serial and Ethernet Digital Communications Technologies for Transfer of Relay Quantities," proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2006.
- [4] D. Dolezilek, "IEC 61850: What You Need to Know About Functionality and Practical Implementation," proceedings of the 7th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, May 2005.
- [5] D. Miller, R. Schloss, S. Manson, S. Raghupathula, and T. Maier, "PacifiCorp's Jim Bridger RAS: A Dual Triple Modular Redundant Case Study," proceedings of the 11th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2009.

VII. BIOGRAFIAS

Alexander Didbaridze recebeu seu diploma em engenharia de controle e eletrônica da Moscow State Technological University em 1994. Após a graduação, ele trabalhou por quase 11 anos como engenheiro chefe de instrumentação e controle (I&C) na Gardabani Thermal Power Plant, engenheiro de projetos e comissionamento no Enguri Dam Drain System, e engenheiro I&C para as empresas "Wood Group" e "Capital Turbines". De 2006 a 2011, ele foi gerente de projetos SCADA e Sistema de Controle de Emergência (ECS) implementados pela Georgian State Electrosystem. Esteve envolvido com outros projetos relacionados aos sistemas de telecomunicação e implementação ("stringing") de fibra óptica em linhas aéreas. Desde 2011, ele é o Gerente Técnico de Projetos Internacionais na Georgian State Electrosystem.

Siegmar Leutloff recebeu seu diploma (Dipl.-Phys.) em física aplicada da Darmstadt Technical University em 1970 e seu PhD da mesma universidade em 1974. Ele trabalhou para a empresa de engenharia internacional Lahmeyer International GmbH como engenheiro consultor nas áreas de técnicas de medição, proteção ambiental, e engenharia de telecomunicação e controle de 1975 até 2010. Esteve envolvido na implementação dos sistemas de controle de distribuição, regional e nacional, das redes de distribuição e transmissão de energia elétrica e dos sistemas de gerenciamento de gás na Alemanha e diversos outros países. Desde agosto de 2010, ele é o Assessor do Presidente do Conselho de Administração da Georgian State Electrosystem.

Diego Rodas recebeu seu BS em engenharia de controle e eletrônica da Escuela Politécnica Nacional em 1994. Ele tem ampla experiência em sistemas de automação e controle. Após a graduação, trabalhou por quase 16 anos em sistemas de automação, desde engenheiro de campo sênior para a indústria de petróleo até engenheiro de projetos de sistemas sênior para várias indústrias adicionais, incluindo alimentação e farmacêutica. Nos últimos cinco anos, esteve envolvido em projetos de integração e automação de inúmeras subestações. Antes de ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2007, o Sr. Rodas esteve envolvido no desenvolvimento de maquinarias automáticas para controle de processos e validação de novas tecnologias de sistemas de telemetria e aquisição de dados petroquímicos.

Fernando Calero recebeu seu BSEE em 1986 da University of Kansas, seu MSEE em 1987 da University of Illinois (Urbana-Champaign), e seu MSEPE em 1989 do Rensselaer Polytechnic Institute. De 1990 a 1996, ele trabalhou em Coral Springs, Flórida, para a divisão de relés da ABB na área de suporte, treinamento, testes e projetos de relés de proteção. Entre 1997 e 2000, trabalhou para a Itec Engineering, Florida Power and Light, e Siemens. Em 2000, o Sr. Calero ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., sendo atualmente um engenheiro de sistemas de automação sênior.