

Revista

Edición 64



cier

Sin Fronteras para la energía

www.cier.org.uy



CONTENIDO

Revista |  **cier**
Edición 63

Sin Fronteras para la energía

Enero 2015

Presidente de la CIER:

Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero
Bolivia

Vicepresidente:

Ing. Osvaldo Ernesto Arrúa
Argentina
Ing. Víctor Romero Solís
Paraguay

Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco
Uruguay
Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:
Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay
Tel: (+598) 27090611*
Fax: (+598) 27083193
Correo Electrónico: secier@cier.org.uy
ffalcone@cier.org.uy
Web: www.cier.org.uy

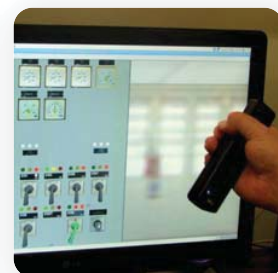
*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.

ISSN 0379-850 X



Automação da Inspeção Diária do Operador com uso de PDA's para reduzir o tempo, analisar os dados e gerar gráficos de tendências das unidades geradoras da UHE TUCURUÍ - "Sequitur".

Pág. 4



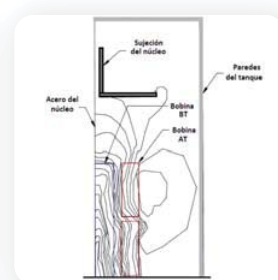
Desenvolvimento de Metodologia para Aperfeiçoamento de operadores por Imersão em Ambiente de Simulação

Pág. 12

Concepto	Impacto en la facturación
Arriendo de equipos	Medio
Carga de precios	Bajo
Cargo por energía	Medio
Demanda en HP	Bajo
Demanda suministrada	Bajo
Distribución de Potencia	Bajo
Exceso de consumo de potencia	Bajo
Exceso de potencia en horas punta	Alto
Exceso por demanda suministrada	Bajo
Factor de potencia	Alto
Periodicidad de la facturación	Bajo
Tratamiento de una baja de un servicio	Bajo
Evaluación general	Medio-Bajo

Análisis del Procesos de Facturación, Comercial y Técnico de Clientes Libres pertenecientes a las empresas CGED y CONAFE

Pág. 22



Medición de Armónicas en Subestaciones de 13.2 kV

Pág. 28



Hidrología en Centrales Hidroeléctricas

Pág. 42



Optimización del costo del mantenimiento basado en la priorización de la impedancia de puesta a tierra para mejora de la confiabilidad

Pág. 52



¡LANZAMIENTO 2015!

Encuesta Latinoamericana de Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes regulados

¿POR QUÉ PARTICIPAR?

Siendo parte del proyecto se accede y conoce:

- Los niveles tarifarios en más de 50 empresas de distribución de 14 países de Latinoamérica y El Caribe.
- La facturación de más de 20 clientes en los sectores residencial, comercial e industrial.
- La aplicación de tarifas sociales y subsidios.
- La incidencia de impuestos en la tarifa al usuario final.
- La participación de costos de generación y transmisión en la tarifa.

FORMA DE PARTICIPACIÓN

El formulario de suscripción y las planillas Excel para completar están disponibles en:

<http://sg.cier.org.uy/CIER/Productos/Tarifario.nsf>

DESTACAMOS

- Participación de importantes grupos empresariales del sector eléctrico: EPM (Colombia), ELETROBRÁS (Brasil), DISTRILUZ (Perú), AES El Salvador (El Salvador), ICE (Costa Rica).
- Elaboración de la información por especialistas vinculados directamente a las áreas tarifarias, regulación y facturación de las empresas.
- Metodología validada por las empresas participantes y ajustada según curvas de carga y consumo típico de los clientes finales.
- Red de profesionales con conocimiento especializado con intercambio de experiencias y respuestas a consultas en el tema.
- Confidencialidad de los datos e información brindados.
- Única Encuesta Latinoamericana de Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes regulados.

CUMPLIMIENTO DE PLAZOS

Agradecemos la colaboración de las empresas interesadas en participar para **entregar la información dentro del plazo establecido**, lo que permitirá cumplir con la entrega oportuna del informe final.

TESTIMONIO

Es indispensable para el desenvolvimiento de la actividad empresarial contar con información oportuna para la toma de decisiones que satisfagan las necesidades del sector como así también las de potenciales inversores y de organismos gubernamentales. El Informe de Tarifas Eléctricas CIER colabora significativamente en este sentido por cuanto integra una fuente de datos e información fidedigna y actualizada que facilita conocer con certeza el estado de situación real del sector y su evolución.



Mg. Ing. Manuela Pendón
Tarifas y Mercado Eléctrico - EDELAP S.A., Argentina

MAYOR INFORMACIÓN Y CONSULTAS Virginia Féola | (+598) 27090611 int 17 | vfeola@cier.org
Sitio web de Tarifas Eléctricas: <http://sg.cier.org.uy/CIER/Productos/Tarifario.nsf>



Secretaría Ejecutiva: Blvr. Gral. Artigas 1040
CP. 11300 - Montevideo - Uruguay
Tel.: (+598) 2709 0611 * - Fax: (+598) 2708 3193
E-Mail: secier@cier.org.uy
www.cier.org.uy

Trabalho:

Automação da Inspeção Diária do Operador com uso de PDA's para reduzir o tempo, analisar os dados e gerar gráficos de tendências das unidades geradoras da UHE TUCURUI - "Sequitur".

Autores:

Herbeth Moraes Costa, Helder dos Santos Vilhena - Eletrobrás Eletronorte - Brasil
herbeth.costa@eletronorte.gov.br / Fone: (94) 3787-7134
helder.vilhena@eletronorte.gov.br / Fone: (94) 3787-7100

6º SENOP - Seminario Nacional de Operadores de Sistemas e Instalaciones Eléctricas

Resumo do artigo

Este projeto consiste de um conjunto de ações implementadas que juntas dão mais mobilidade e autonomia ao operador para analisar todos os dados inspecionados na instalação. Isso devido a um trabalho de engenharia, tecnologia da informação, hardware e a experiência operacional da instalação. Esta sinergia formou o que conhecemos hoje como "Sequitur".

Implantado na Usina Hidrelétrica Tucuruí, o Sequitur consiste dos seguintes itens: Um software para rodar em computadores de mesa ou desktops, um banco de dados que roda num de nossos servidores, PDAs (Assistentes Pessoais Digitais ou computadores móveis) adquiridos para proporcionar a mobilidade necessária ao operador e um software para rodar nos PDAs.

1. Introdução

Em 1984, houve a inauguração e início da operação comercial da Usina Hidrelétrica Tucuruí, na cidade de Tucuruí no estado do Pará a cerca de 350 km da capital do estado. Desde então a Operação em Tempo Real da usina tem atuado na instalação executando suas inspeções diárias de forma rudimentar, porém mantendo sob controle a maior usina hidrelétrica genuinamente brasileira.

Desde 2009 temos desenvolvido um trabalho para substituir as pranchetas e papéis adotados pelos operadores desde a inauguração da usina e com isso possibilitar mais agilidade e produtividade nos registros e análises dos dados das inspeções operacionais.

Para possibilitar este projeto foi planejado um trabalho que envolveu engenharia, tecnologia da informação, uso de hardware e software e a experiência de 28 anos de operação da usina.

2. Identificando os Problemas

Ao logo dos anos, formulários extensos foram simplificados e substituídos por formulários menores e mais objetivos, mas sempre foi mantido o mesmo padrão de preenchimento dos dados das inspeções: caneta, papel e prancheta. No ano de 2009 identificamos a necessidade de melhorar a forma como os operadores faziam inspeções nas casas de forças da usina, pois para isso sempre foram utilizados formulários impressos presos por pranchetas, preenchidos padronizadamente com canetas esferográficas de cor preta.

Dessa forma, começamos a pensar em alternativas de revolucionar e criar um novo padrão de preenchimento dos dados coletados nas inspeções e além disso, também queríamos agilizar e facilitar a análise dos dados coletados pelos operadores, pois esta etapa do processo requeria homem hora elevado, já que era necessário que o funcionário analisasse página por página do formulário preenchido pelo operador utilizando um tempo excessivo não se tornando eficaz.

Vale citar que o nosso Sistema de Proteção, Controle e Supervisão da Usina, o chamado SPCS é constituído de hardwares e softwares

que permitem a geração de gráficos e gravação de dados, mas devido a sua filosofia de construção, o armazenamento destes dados é muito limitado para a construção de um histórico de dados que possam gerar gráficos de tendências, que atendam a todas as necessidades da operação e da manutenção da usina, além da requisição destes dados pelo SPCS ser feita utilizando sondas e os dados que os operadores registram durante a inspeção são de outros tipos de instrumentos, o que gera uma redundância do processo, tornando-se favorável ao nosso trabalho de operar e manter.

Uma das ideias de melhorias às quais chegamos para eficientizar todos os processos ligados à coleta de dados dos operadores, foi a de substituir a prancheta e o papel pelo uso da tecnologia da informação, ou seja, analisamos o que o mercado tinha para nos oferecer em relação a hardware e o que a nossa mão de obra interna tinha em relação a software e buscamos inovar nestes dois vetores (Figura 01).

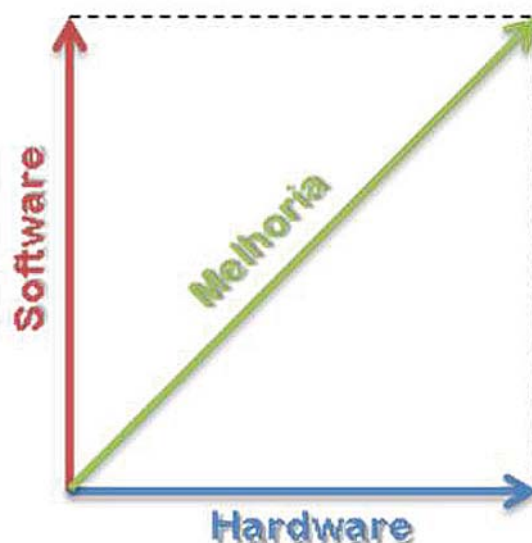


Figura 01 – Softwares e Hardwares foram os insumos para nossa melhoria.

3. Desenvolvimento da Melhoria

3.1. Os Hardwares

Para o desenvolvimento do projeto era preciso cumprir os requisitos básicos, neste caso começamos com o hardware necessário e para isso fizemos um levantamento e verificamos que precisaríamos de:

A. 01 Servidor de Banco de Dados (Figura 02);

B. 04 PDAs - Assistentes Pessoais Digitais - Computadores m3veis (Figura 03);

C. 01 Ponto de acesso 3 rede sem fio corporativa (Figura 04).

O item A n3s j3 t3nhamos e o item C foi logo providenciado pela nossa equipe de tecnologia da informa33o, mas o item B n3o t3nhamos dispon3vel no nosso almoxarifado, dessa forma, tivemos que fazer um investimento e adquirir 04 PDAs para iniciarmos o desenvolvimento do projeto. Depend3amos da aquisi33o dos quatro equipamentos para desenvolvermos os softwares que iriam gerenciar os dados coletados pelos computadores m3veis.



Figura 02 – Servidor f3sico para armazenamento das informa333es dos softwares.



Figura 03 – PDA para aquisi333o de dados no campo pelo operador.



Figura 04 – Access Point para permitir a comunica333o entre o PDA e a rede corporativa.

Dessa forma criamos as especifica3333es t3cnicas (Tabela 01) e os requisitos m3nimos de hardware que precis3vamos para utiliza33o em campo e a 3rea respons3vel fez a compra pelos meios legais seguindo as leis governamentais e normas internas da empresa.

3.2. Os Softwares

Para fazer todo o hardware da nossa melhoria funcionar, especificamos tamb3m os softwares que foram:

A. Sistema para desenvolvimento do software dos PDAs (Figura 05);

B. Sistema para desenvolvimento do software dos desktops - computadores de mesa (Figura 06);

C. Software para modelagem do banco de dados (Figura 07);

D. Sistema Operacional dos PDAs (Figura 08).

Todo o sistema de software precisaria estar bem especificado para evitar incompatibilidades na sua intercomunica333o e no funcionamento dos softwares do PDA. Assim sendo, para o item A especificamos o Microsoft Visual Studio® 2008 Professional. Para o item B especificamos o Visual Basic®, pois neste quesito n3s j3 t3nhamos um software em andamento nesta linguagem o que nos daria um ganho de tempo no desenvolvimento do software para desktop. Para o item C n3s usamos a pr3pria solu333o da Microsoft® que acompanha o Microsoft SQL Server® 2005, banco de dados este que usamos nas nossas solu3333es de softwares internas. E para o item D usamos como sistema operacional m3vel o Microsoft® Windows Mobile 6.1, que j3 vem embarcado no PDA de f3brica.

Características Físicas	
Dimensões	Largura entre 8cm a 10cm - Comprimento entre 23cm a 25cm Profundidade entre 5cm a 7cm
Peso	Entre 500g a 800g
Teclado	De no mínimo 53 teclas (sem limites para máximo), com teclas para números e letras.
Visor	Colorido, entre 3,5 polegadas a 4 polegadas (touch screen ou não).
Alimentação	Bateria de lítio recarregável e removível com capacidades a partir de 2200mAh, podendo ser superior a este valor.
Características de desempenho	
CPU	Processador Intel® XScale com frequência igual ou superior a 624MHz.
Sistema operacional	Microsoft® Windows CE 5.0 ou superior ou Microsoft® Windows Mobile 5.0 ou superior
Memória (RAM/ROM ou Flash)	RAM igual ou superior a 128MB ROM igual ou superior a 128MB Flash igual ou superior a 512MB
Expansão / Armazenamento em Massa	Disponibilidade para uso de Cartão de Memória tipo SD/MMC
Captura de Dados (Coleta de dados)	Mecanismo de captação de tarjas / imagens em 1D e 2D, com possibilidades de ler simbologias e capturar imagens e assinaturas, inclusive em tons de cinza. Com possibilidade de decodificar as simbologias mais usadas do mercado.
Ambiente do usuário	
Temperatura operacional	Menor ou igual a -9° C e Igual ou superior a 50° C.
Temperatura de armazenamento	Menor ou igual a -10° C e Igual ou superior a 70° C.
Umidade	5% a 95% sem condensação.
Especificações de quedas	Quedas repetidas em concreto: igual ou superior a 1,3m na faixa de temperatura operacional.
Especificações de tombos	Igual ou superior a 2.000 quedas de 1,00m
Vedação ambiente	IP64 vedação de umidade e partícula.
Descarga eletrostática	Descarga de ar de +/-15 kVA; descarga direta de +/-8 kVA; contato.
Comunicações de dados sem fio	
WLAN	802.11b/g (compatibilidade com padrões de rede melhores e mais atuais poderão ser aceitos, exemplo 802.11 b/g/n).
Segurança WLAN	Certificado para Wifi, WPA, WPA2 (Compatibilidade com mais padrões de segurança são admitidos).
WPAN	Compatibilidade com versões de Bluetooth entre 1.2 e 2.1.
Periféricos e acessórios	
Berço	Base para carga da bateria e comunicação do coletor de dados com computadores para efetuar instalação e manutenção das aplicações do coletor de dados. Slot para carga da bateria extra. (Esta comunicação poderá ser via USB ou Ethernet).
Bateria Extra	1 Bateria extra (por coletor) compatível com o equipamento especificado e com capacidade igual ou superior à bateria original.

Tabela 01 – Especificações Técnicas para aquisição dos PDAs.

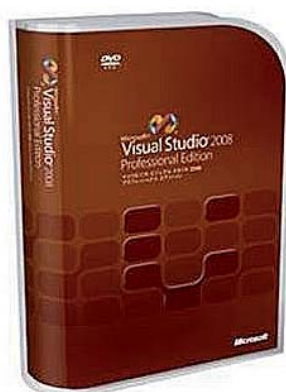


Figura 05 – Visual Studio 2008 Professional, para desenvolvimento de softwares.



Figura 06 – Visual Basic, para desenvolvimento de softwares.

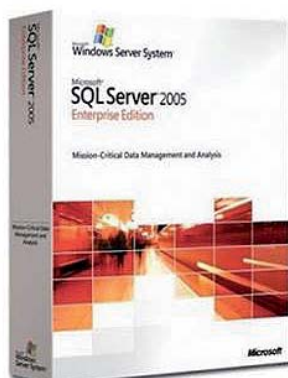


Figura 07 – SQL Server 2005, sistema gerenciador de banco de dados.

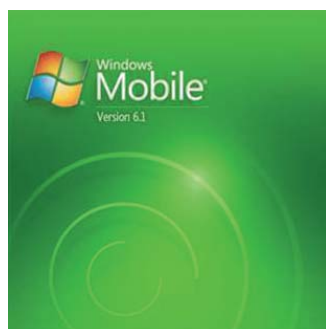


Figura 08 – Windows Mobile 6.1, sistema operacional do PDA.

3.3. A Linguagem de Programação

A linguagem de programação foi um capítulo a parte, pois a linguagem a qual estávamos familiarizados não era compatível com o sistema operacional do PDA, então fizemos uma atualização em nossas habilidades técnicas de forma autodidata e conseguimos desenvolver o software do PDA, sobre a plataforma .NET da Microsoft e usando a linguagem de programação C# (ce sharp). A estrutura de funcionamento da plataforma está descrita sucintamente na Figura 09, que demonstra o sistema de compilação do software depois de escrito, utilizando uma das linguagens do .Net. Após o bloco de Código Nativo, entra o sistema operacional para gerenciar suas tarefas e execuções de softwares.

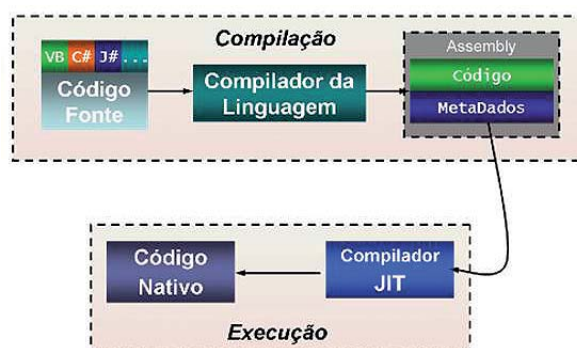


Figura 09 – Estrutura de funcionamento da plataforma .Net com C#.

O uso desta plataforma nos permitiu desenvolver um software bem leve, eficiente, escalonável, integrado ao Windows Mobile e compatível com a grande maioria dos PDAs disponíveis no mercado, nos permitindo flexibilidade na escolha de um modelo de PDA para futuras aquisições.

3.4. A Entrada de Dados

Para uma maior agilidade de entrada de dados nas inspeções dos operadores, evitamos que eles utilizassem, desnecessariamente, o teclado e para isso utilizamos a leitura de código de barras (Figura 10).

Utilizando um feixe de laser para leitura em ambientes de baixa luminosidade, o PDA traduz o código de barras e identifica o equipamento a ser inspecionado deixando para o operador a tarefa de apenas digitar o valor de leitura do instrumento (Figura 11).



Figura 10 – Coletor de dados do PDA, laser para ler os códigos de barras.



Figura 11 – Operador executando sua inspeção e lendo o código de barras.

Essa estratégia permite que o operador dedique mais atenção à finalidade da atividade que é inspecionar.

4. A Infraestrutura Completa

Depois de concluída (Figura 12), a melhoria foi batizada de “Sequitur”, palavra de origem latina que significa “seguir”, um verbo de ação que representa a mobilidade que o sistema tem para seguir o operador aonde ele for sem limitações de disponibilidade de rede sem fio ou luminosidade, visto que trabalhamos num ambiente onde o

“quase” confinamento é o cotidiano de todo operador de usina, pois ele precisa acessar poços de turbinas, galerias de falhas, poços de drenagens, assim como acessos por escadas e muito concreto, o que dificulta qualquer cobertura eficiente de rede wireless.

Dessa forma o Sequitur foi desenvolvido para trabalhar 99% do tempo desligado da rede corporativa, sendo que ele só a utilizará quando do sincronismo dos dados com o servidor, o que possibilita essa mobilidade que o operador necessita.

Além disso, o software instalado nos desktops, que também foi batizado de Sequitur, permite uma análise mais aprofundada dos gráficos de tendências e dos acompanhamentos de pendências encontradas durante as inspeções, o que auxilia o operador a fazer registros de Notas para composição das Ordens de Serviços ou acompanhá-las no sistema mySAP ERP que a empresa utiliza como principal software de gestão em todas as suas unidades.

Os códigos de barras estão dispostos estrategicamente para identificar os equipamentos que serão inspecionados. Eles é que permitem ao Sequitur reconhecer o equipamento e carregar os parâmetros do equipamento na memória e permitir uma autoanálise. Quando o operador digitar no campo dos valores obtidos das grandezas mensuradas, ele toma a decisão imediata assim que o Sequitur exibe o diagnostico, se for o caso. Utilizando os princípios de engenharia e Gestão Antecipada do programa de qualidade TPM denominados de matrizes QA (Garantia da Qualidade) e QM (Manutenção da Qualidade) [1], o Sequitur para PDA foi constituído para auxiliar os operadores num pré-diagnóstico que, baseado no que o operador identificar no campo, o software exibe observações e orientações em forma de checklist, a serem realizadas pelo operador, facilitando a solução de determinadas pendências nos equipamentos.

Para suportar tudo isso, na base de funcionamento do sistema, temos o servidor e o nosso banco de dados que comporta todos os dados e as informações compiladas no campo. Por meio dele podemos consultar informações desde quando o programa foi implantado, sem limites de armazenamentos.



Figura 12 – Esquema de funcionamento básico do Projeto Sequitur

5. Atualizações

O Sequitur e toda sua infraestrutura de software foram desenvolvidos na Operação em Tempo Real e isso nos permite uma constante atualização, seja para corrigir um defeito ou para implementar novas funcionalidades. Esta condição nos é favorável, pois permite uma comunicação mais direta com o desenvolvimento do projeto, sendo a prioridade de qualquer alteração definida pelo próprio gerente de operação.

6. Resultados

Conforme podemos ver na Figura 13, no gráfico de redução de Homem X Hora ao Ano dos operadores, houve uma redução de 78% no tempo gasto com o processo de inspeção e análise da inspeção. Na Figura 14 visualizamos o gráfico de

redução de perdas por defeitos anuais na casa de força 1. Esta redução foi de 87% e foi mensurada na árvore de defeitos da planta. Além disso, calculamos a redução de papel com a implantação da melhoria e traçamos um horizonte de 10 anos e identificamos que a economia de papel, calculada em árvores que deixarão de ser desmatadas chega a duas, isso estimando que uma árvore equivalha a 20 resmas de papel A4.



Figura 13



Figura 14 – Casa de Força 1



Figura 15

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] PALMEIRA, Jorge Nassar e TENÓRIO, Fernando Guilherme, Flexibilização Organizacional, Aplicação de um modelo de produtividade total, 1ª Edição pp 157, Brasília, 2002.

BIOGRAFIAS

Herbeth Moraes Costa – Formação Técnica em Eletrotécnica pelo IFPA (2002). Aprovado em concurso público e trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2004. Formação Superior em Desenvolvimento de Sistemas e de Software pela UNAMA - Universidade da Amazônia (2010) e atualmente trabalha no Setor de Operação em Tempo Real desenvolvendo os projetos Sunergia, Sequitur e Visum, com experiência de 5 anos no turno de operação em tempo real e 8 anos em desenvolvimento de softwares para a área de gestão, produção e operação da Usina Hidrelétrica Tucuruí.

E-mail: herbeth.costa@eletronorte.gov.br

Fone: (94) 3787-7134

Helder dos Santos Vilhena – Licenciatura Plena em Matemática formado na Universidade Federal do Pará - UFPA, em 2002. Especialização em Engenharia Elétrica com ênfase em Automação e Controle de Processos - UFPA, em 2009, 21 anos de Eletrobras Eletronorte. De 2006 até 30/08/2011 como gerente do setor de operação do tempo real e de 01/09/2011 aos dias atuais como gerente de divisão da operação da Superintendência de Geração Hidráulica da UHE TUCURUÍ.

E-mail: helder.vilhena@eletronorte.gov.br

Fone: (94) 3787-7100

Trabajo:

Desenvolvimento de Metodologia para Aperfeiçoamento de operadores por Imersão em Ambiente de Simulação

Autores:

Ângelo Andelnyr Sampaio Alves, Enéas Macedo Ribeiro Júnior - ELETROBRÁS FURNAS - Brasil
angeloan@furnas.com.br / Fone: (21) 25284476
eneasmr@furnas.com.br / Fone: (21) 27522400

6º SENOP - Seminario Nacional de Operadores de Sistemas e Instalaciones Eléctricas

Resumo do artigo

Este artigo apresenta a experiência obtida por Furnas Centrais Elétricas, no desenvolvimento e emprego de uma plataforma para Treinamento Imersivo, para a formação e aperfeiçoamento de Operadores de Usinas ou Subestações. Além dos baixos custos para o desenvolvimento, implantação e operacionalização, o emprego dos meios e métodos aqui apresentados, favorece a produção e retenção de conhecimentos.

1. INTRODUÇÃO

No âmbito Furnas Centrais Elétricas o processo de formação de um novo Operador de Usinas

ou Subestações, tem início com o Concurso Público. Os candidatos aprovados nesta fase possuem formação técnica na área de eletrotécnica ou eletrônica, podendo ter ou não experiência no setor.

Em uma segunda fase do processo de admissão, o candidato participa do “CTB” ou “Curso de Treinamento Básico” ministrado no Centro de Treinamento de Furnas, que possui caráter eliminatório, sendo composta por aulas teóricas e práticas. O candidato que concluir mais esta etapa com sucesso é encaminhado para a lotação final em uma das diversas instalações do Sistema Furnas, onde é concluída a sua capacitação. Durante a sua vida profissional, o Operador de Usinas ou Subestações participa do “Programa

de Certificação”, que possui período trienal, e visa garantir que o colaborador reúna condições físicas, mentais e técnicas para atuar na Operação de uma determinada Instalação.

Considerando as mudanças que o Setor Elétrico Brasileiro tem sofrido nos últimos anos, nos aspectos de aumento de complexidade da rede, interfaces de controle, regulação no setor, competitividade e principalmente no impacto que a adoção da Parcela Variável ocasiona às receitas das Empresas, é que se tornou evidente que a metodologia até então empregada necessitava de melhorias.

2. Objetivo

Aprimorar processo em uso nas dependências de Furnas Centrais Elétricas, para a formação e aperfeiçoamento de Operadores de Usinas ou Subestações, nos seguintes tópicos:

Eficiência: Acelerar o processo de melhoria de desempenho através da disseminação de conhecimentos de forma planejada, associada à exposição do Treinando a vivências em situações de crise, com o emprego de técnicas de Treinamento Imersivo.

Treinamento Humanizado: Todo o processo é gerenciado e conduzido por um funcionário que tem a função de ser o facilitador da atividade. Desta forma se pretende potencializar os resultados obtidos com o emprego de equipamentos simuladores para fins de treinamento, uma vez que os conteúdos a serem ministrados são voltados às necessidades imediatas de conhecimentos dos Treinados.

Escalabilidade: Os equipamentos simuladores empregados no treinamento podem ser ampliados ou suas configurações podem ser modificadas de acordo com as necessidades da Usina ou Subestação que estão representando.

Conectividade: Para permitir o treinamento de situações que envolvam mais de uma Instalação, os equipamentos simuladores desenvolvidos podem atuar em uma operação conjunta, reproduzindo o funcionamento de um trecho da Rede sob concessão da Empresa.

Custo: O emprego de plataforma tecnológica orientada ao “software livre”, participação da força de trabalho local no desenvolvimento dos aplicativos e na tutoria do processo de treinamento como, também a aplicação dos “Turnos de Simulação” no próprio local de atuação do Treinando, são os fatores determinantes para que a solução apresentada necessite de baixos valores de investimento, tanto para o desenvolvimento quanto para a operacionalização.

3. Premissas

São raros os momentos onde o Operador de uma Instalação entra em contato diretamente com o equipamento a ser manobrado, durante um evento de restabelecimento. Via de regra, as mudanças de estado em chaves seccionadoras e disjuntores se dão através da realização de comandos em algum tipo de interface, que pode ser um painel elétrico, a IHM de um relé digital ou ainda uma estação de trabalho onde está sendo executado algum aplicativo para supervisão e controle. Então, a percepção sobre o estado dos equipamentos que estão sob o controle do Operador se dá através de meios indiretos. As interfaces de controle e supervisão produzem informações sobre o estado do equipamento comandado, como também a ordem de grandeza dos valores analógicos presentes nos equipamentos de geração ou transmissão.

Partindo desta percepção é que as soluções de simulação baseiam-se. Para levar um Indivíduo a acreditar que se está em meio a uma situação de crise em uma Sala de Controle de uma Usina ou Subestação, basta fazer com que as interfaces de supervisão e controle produzam informações coerentes com uma perturbação naquela Unidade. Se os estímulos sensoriais produzidos durante a simulação como também o próprio ambiente forem suficientemente realistas, é possível proporcionar ao Treinando a sensação de “transportação” o que é descrito por (1) como “um momento onde há um forte elo entre o Indivíduo e o ambiente virtual com o qual está interagindo”. O efeito que este tipo de interação proporciona ao participante daquela atividade de treinamento é análogo a vivenciar a uma situação de crise na realidade, porém todo o processo ocorre em um

ambiente controlado sem conseqüências danosas tanto para o Indivíduo quanto para o Sistema Elétrico.

Então, a base do trabalho aqui apresentado consiste na reprodução realista dos estímulos sensoriais e das situações vivenciadas nas Salas de Controle de Usinas ou Subestações, em um Ambiente de Simulação. A exposição do Treinando a este “Ambiente Virtualizado” de trabalho para o desempenho de atividades com complexidade compatíveis com os seus níveis de conhecimentos naquele momento, permite ao indivíduo desenvolver os comportamentos necessários para atuar de forma adequada em situações de crise ou restabelecimento. Porém não propomos apenas simulações para situações críticas - preconizamos também o emprego de cenários onde os Treinados devam executar manobras em regime normal, com complexidades variadas para que possam adquirir perícia.

O aspecto da percepção dos resultados é tratado sob a luz da “Avaliação Formativa”, uma vez que esta metodologia, segundo (2) “está ligada a atividades de aprendizagem que envolvem os processo mais complexos do pensamento” – justamente aqueles empregados pelo Operador por ocasião de um restabelecimento. O objetivo é perceber com precisão se o participante do treinamento detém os conhecimentos indispensáveis para o correto desempenho da sua atividade e ainda, se é capaz de reproduzir os comportamentos necessários durante as situações de crise.

Como ferramenta para reforço positivo de comportamentos, empregamos o “feedback” após a realização das atividades de simulação. O intuito é de proporcionar ao Treinando uma percepção realista da qualidade da sua atuação como também das oportunidades de melhorias.

4. O Processo de Treinamento

O Aperfeiçoamento de Operadores através da Imersão em Ambiente de Simulação é uma aplicação da modalidade de “Treinamento Imersivo” voltada para a formação e o desenvolvimento de competências junto à força de trabalho existente nas Salas de Controle das Usinas ou Subestações – o Operador de Instalações.

O processo de treinamento é coordenado localmente em cada Unidade da Empresa através da figura do “Tutor”. É importante para o bom andamento do Treinamento, que o funcionário que irá desempenhar esta função, seja detentor de sólidos conhecimentos sobre os aspectos funcionais da Instalação além dos procedimentos em uso na Sala de Controle.

Sugerimos que o Tutor seja o “Supervisor de Operação” justamente por ser este o funcionário que apresenta a maior bagagem de vivências e conhecimentos relacionados a ocorrências. É ele que irá detectar as necessidades de conhecimento da sua equipe e então elencará os Cenários de Simulação com graus de dificuldades adequados ao grupo de Operadores.

O Treinando é notificado através de e-mail corporativo sobre a data da realização do Turno de Simulação, qual o tema que será abordado e ainda nesta mesma mensagem, é ofertado a ele um teste para verificação de conhecimentos através do SICCC – “Sistema Integrado de Capacitação e Certificação”. O objetivo desta mensagem é assinalar para o participante quais os conhecimentos que ele deverá deter e quais comportamentos ele deverá apresentar para obter sucesso durante a fase de Simulação.

Tem início então o momento da “Auto-Instrução”, uma vez que o indivíduo deverá buscar por sua iniciativa, os conhecimentos necessários no material técnico disponível ou através de consultas ao Operador Chefe de Turno ou ainda ao Tutor. O padrão de rendimento mínimo do teste objetivo de conhecimentos realizado no SICCC é de 75%.

Na data previamente agendada, geralmente durante o turno da manhã, o Treinando comparece ao “Ambiente de Simulação” para a realização do “Turno de Simulação”, onde o tema sugerido na notificação via e-mail é abordado sob a forma de uma situação de crise na Instalação.

Espera-se que o Operador interaja com as interfaces de comunicação e controle e construa pelo menos uma solução correta para a situação proposta, sob os pontos de vista da técnica e das normas vigentes. O padrão de rendimento mínimo desta etapa é de 100%.

Ao término da atividade o Tutor realiza o “feedback” da atuação do Treinando, sendo possível acessar o conteúdo multimídia produzido durante a simulação. Tal recurso permite a correção de

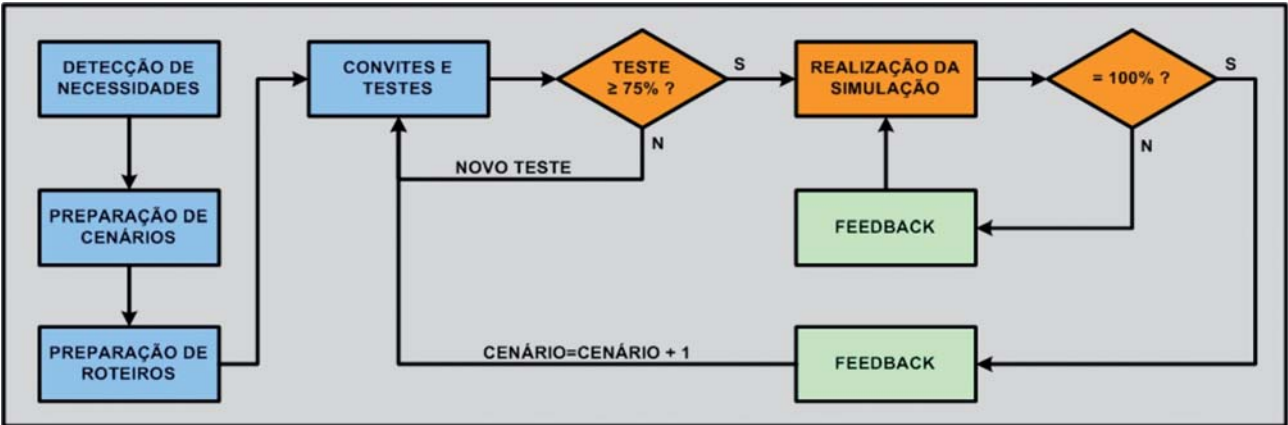


FIGURA 1 – Fluxo de eventos durante o processo de Treinamento

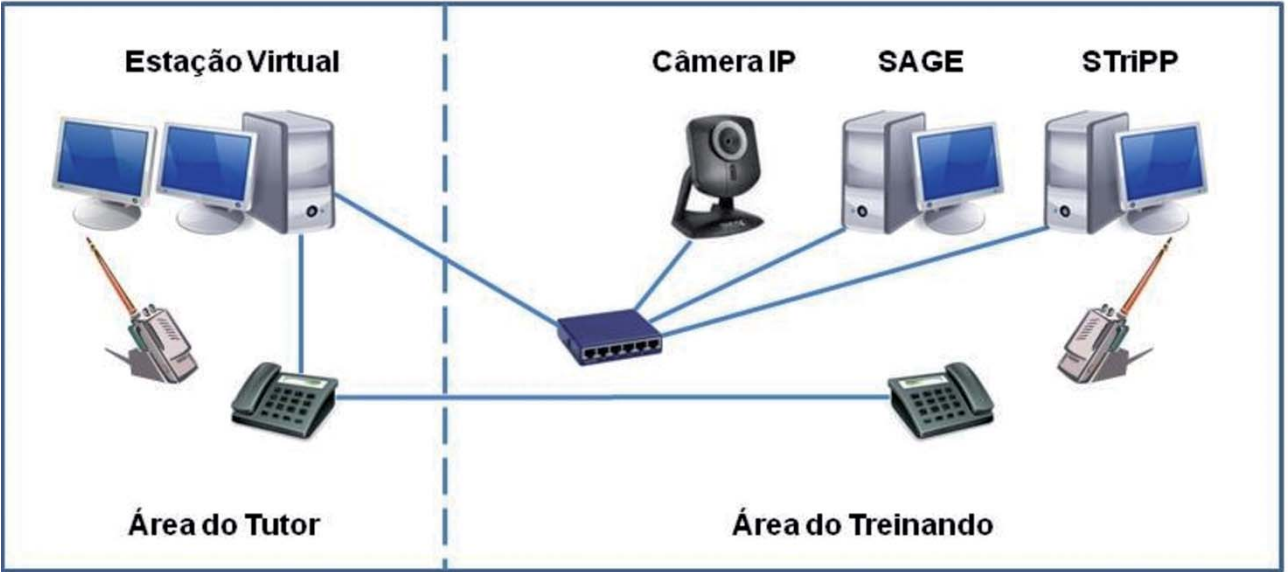
posturas inadequadas, vícios na Comunicação Operativa ou ainda o reforço de boas práticas. Caso o Treinando não tenha atingido os objetivos propostos, o Cenário de Simulação é repetido em outra data. Caso o Operador tenha obtido êxito, uma nova notificação é enviada, propondo um novo Cenário de Simulação. O ciclo de atividades se repete até a conclusão de todos os Cenários propostos. Na Figura 1 temos um fluxograma que ilustra a sequência de eventos que compõe o processo de treinamento.

5. Arquitetura do Ambiente

O recurso instrucional utilizado durante o processo de treinamento é denominado “Ambiente de Simulação” que é formado pelo conjunto de “estações de trabalho” e os meios de comunicação

(telefone “hotline” e rádio intercomunicador) que permitem a reprodução, com alto grau de realismo, das atividades desempenhadas pelo Operador em uma Sala de Controle (ver Figura 2). Os equipamentos e aplicativos que compõe o “Ambiente de Simulação” foram concebidos de forma que podem assumir diversos arranjos, visando contemplar a variedade de configurações e modalidades de operação das Instalações encontradas no ambiente Furnas Centrais Elétricas. Basicamente um “Ambiente de Simulação” divide-se em duas regiões – uma voltada para receber o Treinando e outra destinada a atuação do Tutor. Para potencializar o realismo da simulação, é recomendável que estas áreas sejam fisicamente separadas e que o contato entre elas se dê apenas através dos meios de comunicação disponíveis.

FIGURA 2 – Ambiente de Simulação



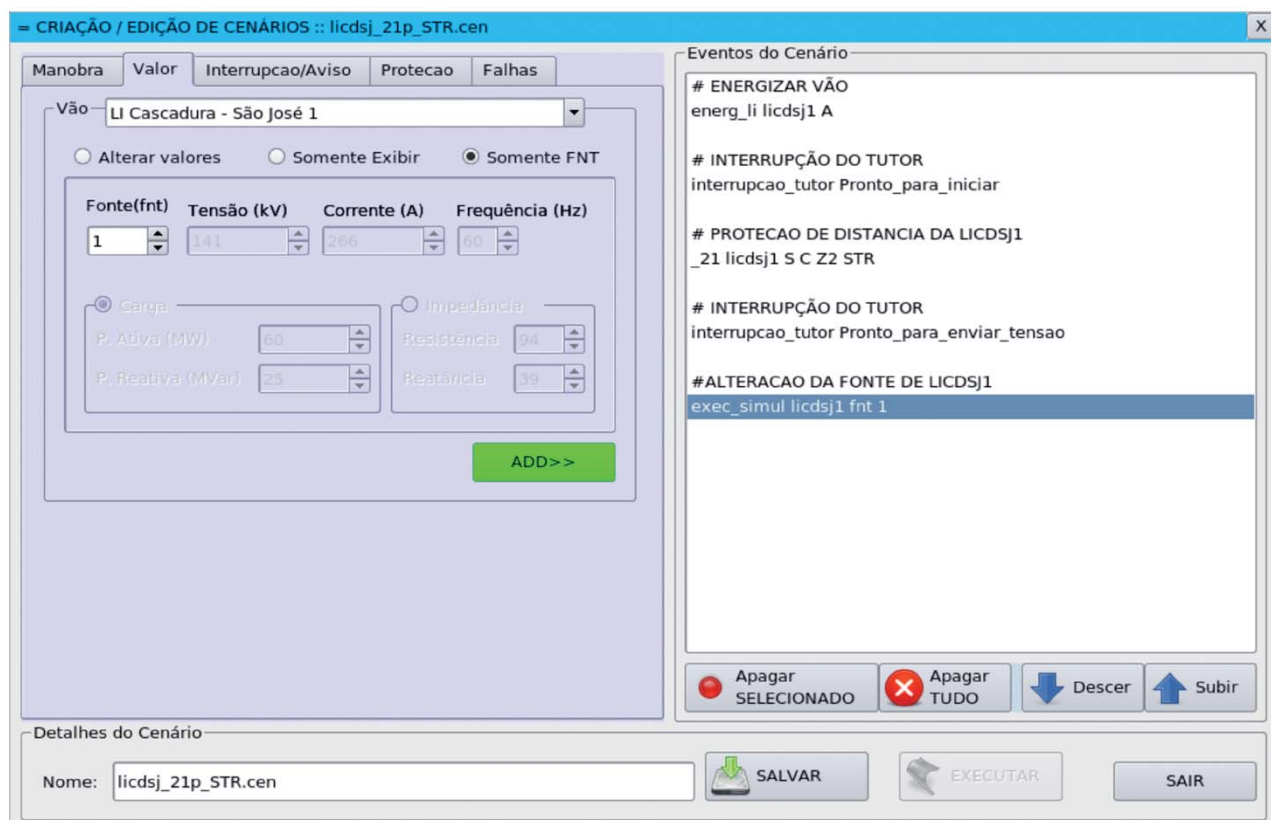


FIGURA 3 – Gerenciador de Cenários – Janela de Edição de Cenários

Na área destinada ao Tutor há um terminal telefônico na modalidade “hotline”, um rádio intercomunicador e uma estação de trabalho denominada “Estação Virtual” - que é a responsável por reproduzir o comportamento funcional de uma determinada Instalação. A “Estação Virtual” recebe os comandos oriundos das interfaces de controle ou do “Gerenciador de Cenários” e os processa de forma análoga a uma Estação Real.

O Tutor tem total controle sobre a simulação através da utilização da interface gráfica do “Gerenciador de Cenários” (ver Figura 3).

Esta aplicação proporciona um ambiente gráfico para programação de eventos, o que permite criar ou modificar um Cenário de Simulação. Através deste aplicativo é possível executar, pausar, reiniciar um determinado Cenário.

Na área destinada ao Treinando há um terminal telefônico “hotline”, um rádio intercomunicador e dependendo da configuração da Estação a ser virtualizada, podem ser necessárias até duas estações de trabalho.

É realizada a gravação em formato de vídeo, via câmera IP, das atividades dos Treinados bem

como de toda a comunicação via rádio, telefone e sons ambientes.

Em Instalações mais modernas onde todos os equipamentos do plantel são controlados através de meios computacionais, é necessária uma estação de trabalho para o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE/CEPEL), que opera na modalidade de treinamento.

Em Instalações onde os equipamentos do plantel são controlados de forma mista (parte dos equipamentos são controlados através de meios computacionais, parte dos equipamentos são controlados por painéis elétricos), são necessárias duas estações de trabalho – em uma delas está instalado o SAGE na modalidade de treinamento e no equipamento restante está instalado o “Simulador Tridimensional em Primeira Pessoa” (STriPP). Esta aplicação permite reproduzir a interação do Treinando com um painel elétrico e representa de forma realista, o ambiente de uma Sala de Controle e seus equipamentos componentes para proporcionar a um indivíduo a experiência de interagir de forma absolutamente segura com os punhos e botões em um “painel elétrico virtualizado”, facilitando a ele adquirir pe-

rícia na utilização deste tipo de interface de controle.

A Figura 4 mostra uma das janelas que representa a Sala de Controle da Subestação de São José.



FIGURA 4 – Sala de Controle de São José no Simulador Tridimensional em Primeira Pessoa

A interação do Treinando com o “STriPP” se dá através de um controle sem fios, disponível no mercado sob a marca “Nintendo” – é o “Controlador Wii”. Este sensor de gestos possui giroscópios e acelerômetros em seu interior, o que significa que ele pode perceber o movimento, a inclinação e a rotação do equipamento no espaço. Comparado com outros dispositivos de interface, o “Controlador Wii” tem preço acessível, sendo fácil de utilizar.

Na Figura 5 vemos o dispositivo que se torna possível reproduzir os movimentos necessários para o acionamento do punho de comando de equipamentos, e na Figura 6 vemos o “wiimote” em ação.

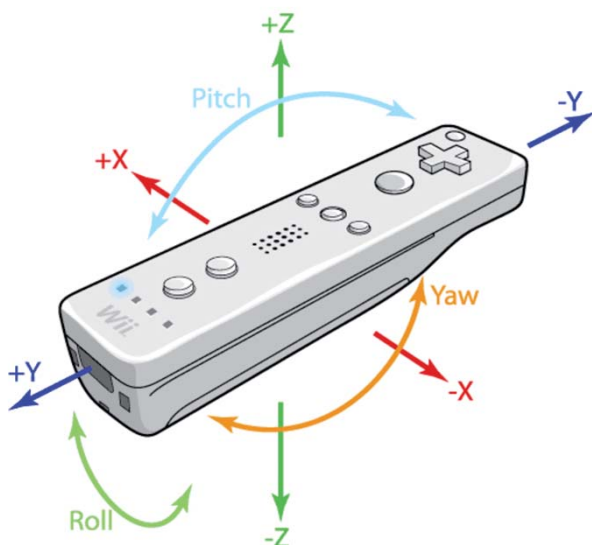


FIGURA 5 – Controlador “wiimote”



FIGURA 6 – O “wiimote” comandando um disjuntor

Para finalizar, em Instalações onde todos os equipamentos do plantel são controlados somente através de painéis elétricos, é necessária apenas uma estação de trabalho onde está instalado o “STriPP”.

6. Estratégias Empregadas

Para desenvolver, implantar e operar com sucesso, “Ambientes de Simulação” no âmbito de uma empresa com as dimensões e heterogeneidade tecnológica como as presentes nas Instalações de Furnas Centrais Elétricas, é uma tarefa complexa, para dizer o mínimo.

O resultado que estamos obtendo com a implantação do método aqui descrito, é fruto da ação conjunta da Operação em Tempo Real com a Manutenção Eletroeletrônica em cada Unidade da Empresa que está desenvolvendo o seu “Ambiente de Simulação”. A coordenação técnica, logística, determinação de perfil e aquisição de equipamentos ficou a cargo da Divisão de Sistemas de Controle e Automação (DSCA.O). A disseminação e desenvolvimento do Método e aplicativos necessários ficaram a cargo dos autores deste artigo.

6.1. ESTRATÉGIAS DE DESENVOLVIMENTO

Foi necessária a utilização de estratégias que permitissem a realização de atividades descentralizadas para permitir que cada Área Cliente construísse a sua estrutura de treinamento com o apoio e o conhecimento da força de trabalho local.

Empregamos o “Desenvolvimento Colaborativo Compartilhado”, ou seja, parte dos aplicativos utilizados na Estação Virtual é desenvolvida pela

força de trabalho local da unidade da empresa que está recebendo o equipamento simulador. Os demais aplicativos são produzidos pela Coordenação do Projeto já customizados às necessidades da configuração da Estação. Surge então a figura do “Desenvolvedor Local”, que é um Operador ou Técnico de Manutenção lotado na Unidade da Empresa que participará do desenvolvimento da Estação Virtual. Para cumprir este papel, o funcionário recebeu treinamento preparatório para programar em Shell Script para posteriormente desenvolver a “Biblioteca de Comandos da Estação”. É justamente através do emprego desta biblioteca que se torna possível acionar na “Estação Virtual”, equipamentos e alarmes, causar falhas, modificar valores analógicos entre outras tantas possibilidades, uma vez que estes funcionários conhecem em profundidade o funcionamento dos equipamentos daquela Instalação.

Inicialmente foram selecionadas dez Unidades da Empresa, e cada uma delas indicou dois funcionários para desempenharem o papel de Desenvolvedores – um Operador e um Técnico de Manutenção.

A plataforma tecnológica utilizada para a concepção dos aplicativos empregados no “Ambiente de Simulação” está fortemente orientada ao “Software Livre” por questões de compatibilidade com o SAGE – a aplicação utilizada para supervisão e controle no âmbito de Furnas Centrais Elétricas.

6.2. ESTRATÉGIAS DE PROGRAMAÇÃO

Com o objetivo de acelerar o desenvolvimento dos aplicativos necessários ao funcionamento da Estação Virtual e ao mesmo tempo potencializar o realismo proporcionado através deste equipamento, optou-se por aproveitar os códigos, diagramas e arranjos já existentes nas Instalações referentes à operação dos equipamentos de geração ou transmissão.

Os mapas das lógicas para intertravamento de equipamentos e os bancos de dados do SAGE foram explorados de forma a conferir ao Equipamento Simulador, absoluta fidelidade de comportamento durante as manobras como também durante a produção de alarmes.

A biblioteca de comandos de cada Usina ou Subestação é desenvolvida baseada na farta

documentação técnica disponível em cada Unidade da Empresa, como também com o emprego dos conhecimentos tácitos da força de trabalho local. Assim o trabalho da equipe fica focado para a tarefa de portar o comportamento já mapeado das atuações de proteções, falhas de equipamentos, esquemas de emergência e etc, imprimindo maior agilidade aos ciclos de desenvolvimento.

Durante o desenvolvimento dos aplicativos também houve a preocupação de como os clientes (Tutores e Treinandos) se relacionariam com as interfaces dos aplicativos que controlam o processo de simulação. Para nomear controles e variáveis, empregou-se a fraseologia típica e mnemônica fortemente orientada à Cultura Operativa, com o claro objetivo de diminuir a curva de aprendizado no trato com o Equipamento Simulador.

A criação do ambiente gráfico para programação de cenários para simulação é fruto desta abordagem. O Tutor em uma Instalação possui sólidos conhecimentos sobre as ações em uma Sala de Controle durante perturbações, porém nem todos possuem o mesmo nível de conhecimentos no que se refere à informática e muito menos a produção de programas para computadores.

O “Gerenciador de Cenários” é a resposta ao desafio de produzir um interpretador de comandos que além de controlar a execução dos cenários, permite programar seqüências de eventos em uma simulação. A interface presente no aplicativo compatibiliza as complexidades típicas desta atividade com as capacidades do usuário. Ou seja, é indispensável que o Tutor domine profundamente a operação da Instalação, porém mesmo que não possua alguma familiaridade com ferramentas de programação, ainda assim será possível para ele criar, editar e gerenciar a execução de Cenários.

No que se refere ao Treinando, a adoção da tecnologia para detecção de gestos foi a resposta encontrada para a questão - “como reproduzir de forma mais realista a interação do Indivíduo com os punhos de controle?”

A solução adotada faz com que a ação para ligar ou desligar um determinado equipamento durante a atividade de treinamento, se aproxime muito daquela que será realizada na Sala de Controle real.

7. Aplicabilidade do Método

O emprego de Treinamento Imersivo na forma como propomos neste artigo, pode ser realizada em Instalações com as mais diversas configurações, complexidades e interfaces de controle, uma vez que o “Ambiente de Simulação” pode ser desenvolvido para reproduzir com alto grau de realismo, as vivências em uma Sala de Controle de Usinas ou Subestações.

Em Instalações onde seja possível ministrar o treinamento próximo a Sala de Controle, não será necessário deslocar o Treinando para outra Unidade da Empresa para a realização dos “Turnos de Simulação”.

Nas Estações atendidas até o momento nas dependências de Furnas Centrais Elétricas, considerando que a atividade de Treinamento é de curta duração (entre quinze a quarenta minutos por cenário), torna-se viável treinar durante o horário de expediente normal. Nessas localidades a simulação ocorre durante o turno da manhã.

8. Resultados

Em 2011 tivemos o início efetivo da implantação dos Ambientes de Simulação nas onze áreas que fazem parte do projeto piloto, a saber:

Unidade da Empresa	Status da Implantação
Centro de Treinamento de Furnas - CTFU	Ambientes de Simulação em Operação
Subestação de São José - STSJ	
Subestação de Mogi das Cruzes - STMO	
Subestação de Samambaia – STSB	Etapa final de implantação
Subestação de Ivaiporã - STIV	
Usina de Marimbondo - USMR	
Subestação de Angra dos Reis – STAN	
Subestação de Rio Verde – STRV	Preparação para Implantação
Subestação de Poços de Caldas – STPC	
Subestação de Itaberá – STIA	
Subestação de Macaé – STMH	

Os três Ambientes de Simulação já em operação nos permitiram, até o momento da preparação deste documento (maio de 2012), atingir os seguintes resultados:

Características do Treinamento	Número de Turmas	Número de Operadores
Formação de Novos Operadores	4	42
Reciclagem de Operadores CT	2	53
Formação para Clientes Externos	1	22
Reciclagem de Operadores “On Site”	-	25

Visando atender a demanda de formação de novos Operadores, o CTFU – Centro de Treinamento de Furnas foi dotado de um Ambiente de Simulação e a utilização deste recurso instrucional ocorreu entre os meses de março, abril e maio de 2011. Na ocasião foram treinados em caráter de formação, quarenta e dois novos Operadores pertencentes as 79ª e 80ª turmas do Curso de Treinamento Básico.

Ainda naquele ano, no mês de setembro ocorreu o Curso de Treinamento para Operadores de Itaipu Binacional. Já nos meses de fevereiro e março de 2012 ocorreu o treinamento em caráter de reciclagem para 53 Operadores de diversas Estações de Furnas.

Na modalidade de Reciclagem de Operadores “On Site” foram treinados em caráter de reciclagem, quinze Operadores na Subestações

de São José e dez Operadores na Subestação de Mogi das Cruzes, em cenários de perturbação simples, durante o horário de trabalho e sem a necessidade de deslocamento do funcionário para um Centro de Treinamento ou outra localidade. Desta forma o custo para manter o corpo de Operadores atualizado e com o desempenho melhorado é baixo, se comparado a outros métodos.

Os registros produzidos durante o transcorrer da atividade de treinamento documentam, entre outras informações, a carga horária da simulação, os conteúdos abordados, as ações do Treinando, a data da realização da simulação e o número de repetições de cenários. Tais documentos podem ser utilizados junto aos Órgãos Reguladores para fins de comprovação, uma vez que produzem a evidência concreta de que a Empresa pratica o aperfeiçoamento de seus colaboradores.

Consideramos também como resultado positivo, o emprego do Equipamento Simulador da Estação de São José, durante os testes para a verificação de condições discrepantes do arranjo de intertravamento naquela Estação.

9. Visão de Futuro

Com o objetivo de permitir a aplicação de treinamentos envolvendo trechos do Sistema Elétrico sob a concessão de Furnas Centrais Elétricas, onde existam mais de uma Usina ou Subestação, está prevista a possibilidade de interconexão de “Ambientes de Simulação”. Desta forma é viável simular ocorrências que envolvam Unidades adjacentes da Empresa, em um arranjo denominado “Drill” que resulta em uma atividade encadeada fortemente orientada a aperfeiçoar a interação entre equipes no desempenho de missões críticas. Não está prevista a imediata aplicação desta facilidade uma vez que o processo de treinamento ainda está em fase de implantação, porém o recurso está disponível para aplicações futuras.

10. Conclusão

Considerando o cenário atual do Setor Elétrico Brasileiro, é desafiador operar uma Usina

ou Subestação sob a Regulação vigente. Somente equipes devidamente capacitadas, dotadas de domínio e habilidade, desempenharão o seu papel de forma adequada uma vez que o impacto das ações destes profissionais na confiabilidade, qualidade do suprimento de energia elétrica e no faturamento das Empresas, é importante.

Como descrito por (3) em seu artigo, simplesmente desenvolver Equipamento Simulador, não é a garantia de que teremos Operadores desempenhando as suas funções de forma compatível com as atuais exigências do mercado. Além da questão do ambiente favorável para a realização da atividade, da fidelidade dos Cenários e também do realismo, o desenvolvimento de métodos e normas que regulem a atividade, são fatores preponderantes para que se alcancem os resultados desejados. Podemos constatar que a abordagem orientada às necessidades dos Treinados, produz melhores efeitos. Uma vez que ao invés de “sortear” cenários aleatórios a atividade está voltada a atender as necessidades concretas de melhoria de desempenho dos Indivíduos, se obtém construção, transmissão e fixação de conhecimentos de forma mais rápida.

A transparência do processo e o emprego do “feedback” imediatamente após a realização das atividades, são também fatores facilitadores da aprendizagem. A adoção destas estratégias facilita a aceitação do processo por parte dos Treinados. Concluindo, o trabalho aqui apresentado é a contribuição de Furnas Centrais Elétricas para a melhoria da qualidade e confiabilidade no que se refere à Operação de Instalações, uma vez que torna viável o Aperfeiçoamento de Operadores de forma contínua, compatibilizando os aspectos de eficiência e custo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UTIEL, W; KIRNER, C.: “Realismo Visual em Ambientes Interativos como Ferramentas de Auxílio à Educação”, Revista Novas Tecnologias na Educação, CINTED – UFRGS, Julho 2009.
- [2] FERNANDES, D. (2005): “Avaliação das Aprendizagens: Desafios às Teorias, Práticas e Políticas”. Lisboa: Texto Editores.

[3] LEITE, C. R. R; OLIVEIRA, J.J.R; OLIVEIRA, J.G.: "Uso de Simuladores no Treinamento de Operadores da CHESF como Ferramenta para Disseminação de Conhecimentos na Operação do Sistema Elétrico", II Seminário Internacional "Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural" – GESEL UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 2007.

Estação. Atualmente está lotado na Divisão de Supervisão, Controle e Automação de Usinas e Subestações e participa do desenvolvimento e implantação de ferramentas de apoio à atuação da Operação.

Email: angeloan@furnas.com.br

Fone: (21) 2528-4476

BIOGRAFIAS

Ângelo Andelnyr Sampaio Alves, Técnico em Eletrotécnica formado pelo Colégio Elpidio Evaristo dos Santos em 1984. Atuou por doze anos como Instrutor no Centro de Formação Profissional Silva Freire (RFFSA/SENAI). Como técnico especializado na operação de Usinas e Subestações, atuou por dois anos na Usina de Angra II (ELETROBRAS ELETRONUCLEAR), por seis anos fez parte da Equipe de Intervenção no Sistema Elétrico em Tempo Real na Estação de São José (FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS) e por cinco anos atuou na Equipe de Supervisão naquela

Enéas Macedo Ribeiro Júnior, Técnico em Eletrotécnica formado pela Escola Técnica João Luiz do Nascimento em 1994, Tecnólogo em Gestão para Indústria de Petróleo e Gás formado pela UNESA em 2008, cursando Graduação em Sistemas de Informação pela UNESA. Atualmente compõe a Equipe de Intervenção no Sistema Elétrico em Tempo Real na Estação de São José (FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS) e participa do desenvolvimento e implantação de ferramentas de apoio à atuação da Operação.

Email: eneamr@furnas.com.br

Fone: (21) 2752-2400

MÁXIMO RENDIMIENTO FUERA DE CARRETERA



ERIK V. DANNAU
GERENTE DE VENTAS & PROYECTOS
CEL: 507.6893.3172
ARGOutv.com


DESDE 1967

Trabajo:

Análisis del Procesos de Facturación, Comercial y Técnico de Clientes Libres pertenecientes a las empresas CGED y CONAFE

Autor: Luis Alfonso Ternicien Montenegro - Compañía General de Electricidad S.A. - Chile
Email: lternicienm@cge.cl

CLADE 2012 - Congreso Latinoamericano de Distribución de Energía

Resumen

En Chile, las empresas concesionarias de Distribución Eléctrica, de acuerdo a la legislación vigente (DFL4/2006), poseen clientes que están sujetos a fijación de precios y otros no. Estos últimos son los denominados Clientes Libres, quienes a través de un contrato comercial con la concesionaria establecen su propia estructura de facturación de suministro. Por lo general esta estructura implica una serie de cálculos e indexaciones para la obtención tanto del precio de la energía y potencia como las respectivas cantidades físicas (kWh y kW). Lo anterior sumado a sistemas informáticos que principalmente están adaptados a la facturación de clientes

regulados, constituye una serie de riesgos que deben ser identificados y controlados de manera de evitar errores en la facturación.

El presente trabajo tiene por objeto efectuar un análisis al proceso de clientes libres de la compañía

CGED y CONAFE, verificando la correspondiente documentación comercial en carpeta de clientes y

facturación emitida para los últimos 24 meses, así como también ciertas consistencias de variables técnicas obtenidas del sistema y su comparación con los respectivos contratos de suministro. Para lo anterior, se es-

tableció una metodología que considera una serie de validaciones para poder chequear lo siguiente: la existencia de normativa o procedimientos, su facturación, su administración, la medición de energía y aplicación de la constante de facturación y la consistencia con los sistemas informáticos. Esta metodología pretende abordar desde diferentes ángulos este tema de manera de poder, desde una fuente u otra, detectar las observaciones correspondientes y con ello obtener el listado de riesgos que son necesarios de controlar permanentemente. Se analizó el 100% de los clientes: 87 puntos de suministros para CGED (promedio mensual de 100 GWh) y 3 para CONAFE (promedio mensual de 6 GWh), a los cuales se le aplicó la metodología mencionada anteriormente.

Los principales resultados obtenidos fueron los siguientes: ausencia de procedimientos escritos respecto al tratamiento de los clientes libres, problemas con la facturación del cargo por energía reactiva, problemas con la periodicidad de la facturación, problemas con la aplicación de factores que afectan el precio de la energía y potencia, problemas con la facturación de los excesos de potencia en HP, problemas con la facturación de los arriendo de equipos, problemas administrativos en cuanto al almacenamiento de información en carpetas de los clientes, inconsistencias en la información incorporada en los sistemas informáticos versus lo que estipula el contrato, entre otros.

1. Introducción

En el presente trabajo se presentan resultados de la revisión efectuada a los clientes libres, verificando

la correspondiente documentación comercial en carpeta de clientes y facturación emitida para los últimos 24 meses, así como también ciertas consistencias de variables técnicas

obtenidas de los sistemas informáticos y su comparación con los respectivos contratos de suministro.

2. Metodología efectuada en la revisión

La metodología utilizada en la presente revisión, considera una serie de validaciones que deben ser definidas para cualquier tema que se desee revisar. Lo anterior, debe estar alineada son los objetivos estratégicos que persigue la compañía, junto con evaluación permanente de los riesgos y controles sobre el tema analizado. Para lo anterior, lo primero es definir 4 áreas en las cuales trabajar las validaciones: Administrativa, Comercial, Técnica y Financiera. Segundo, es listar las validaciones para cada una de las áreas. Tercero, es revisar y confrontar las validaciones definidas para las diferentes áreas para evitar duplicidades, o de ser necesario, efectuar la validación sobre un mismo concepto, considerando que no exista duplicidad en las validaciones efectuadas. Cuarto, efectuar cada una de las validaciones definidas, registrando las observaciones obtenidas. Quinto, se debe efectuar una evaluación de cada una de estas observaciones, ya sea, a través de un valor monetario; o bien, en forma conceptual, especificando el efectos, riesgos, controles y recomendaciones asociadas; lo anterior, debe especificarse si los procesos revisados se ejecutan en forma manual o sistémica. Sexto, emitir informe, con las observaciones a la empresa correspondiente. Las revisiones definidas, por área, fueron las siguientes:

Área Administrativa

- Verificar que los contratos de suministro entre el cliente libre y la compañía, estén firmados entre las partes.
- Verificar que los contratos de suministro entre el cliente libre y la compañía, estén bien resguardados en archivadores en los lugares definidos por dicha compañía.

- Verificar la existencia de addendum en el caso que lo requiera.
- Verificar la existencia de boletas de garantía cuando el contrato lo indique.
- Verificar la existencia de contratos por arriendo de equipos en el caso que lo requiera.
- Verificar la existencia de contratos por servicios prestados (apoyo en poste, mantenimientos, etc.) en el caso que lo requiera.
- Verificar la existencia de un contrato de toma de lectura entre la empresa prestadora del servicio y la compañía.
- Chequear la existencia procedimiento de presentación de oferta a cliente libre: cotización para la “compra” de energía con la empresa generadora que suministrará al cliente libre.
- Chequear la existencia de un procedimiento sobre la incorporación de un nuevo cliente libre a los sistemas informáticos.
- Chequear la existencia de procedimientos respecto del tratamiento de clientes libres, el cual indique obligaciones, responsabilidades y controles respecto de su administración, en el cual se deben considerar las debilidades detectadas.
- Chequear que las carpetas de clientes libres estén bien resguardadas y contengan la información mínima Técnica-Comercial.

Área Comercial

- Chequear la existencia de una herramienta que permita efectuar una medición de satisfacción del cliente. Si no existe, analizar sus solicitudes y posibles reclamos realizados a la compañía.
- Validar la periodicidad en la facturación por lo menos de los últimos 24 meses.
- Verificar que todos los conceptos de facturación indicados según contrato suscrito con el cliente sean efectivamente facturados.
- Validar que todos los conceptos utilizados en la facturación, estén siendo correctamente facturados de acuerdo a lo estipulado en el contrato de suministro para cada cliente libre. Lo anterior, se ejecuta con la “simulación de la factura” (facturación hecha en Excel) de algunos meses representativos. Las validaciones fueron las siguientes:
 - » Variables físicas. Validar la energía y potencia a facturar (**Q**), energía reactiva y cálculo del factor de potencia. Para la obtención de los valores facturados, se consideran como datos válidos los leídos, los cuales deben ser chequeados en el área Técnica).
 - » Validar la obtención de los **precios (P)** de energía y potencia (Nudo, Costo Marginal, establecido, etc.). Facturación del cargo respectivo.
 - » Validar la obtención de los **precios (P)** de los cargos por transmisión, sub-transmisión y distribución.
 - » Validar que las reliquidaciones estén siendo facturadas.
 - » Validar que los intereses por pago fuera de plazo estén siendo facturados.
 - » Validar que los otros conceptos contenidos en el contrato como: facturación mínima, cargo fijo, etc., estén siendo facturados.
 - » Validar que los arriendos de equipos relacionados con la medición de energía (medidor, equipo compacto de medida, block de prueba, etc.) estén siendo facturados.
 - » Validar que los arriendos de otros equipos (interruptores, transformadores) e instalaciones eléctricas (líneas de alta o mediana tensión) estén siendo facturados.
 - » Validar que la facturación por otros servicios como despacho postal, apoyo en poste, etc., estén siendo facturados.
 - » Todo lo anterior, debe ser plasmado en una planilla y ser comparada con una factura ya entregada al cliente, chequeando ítem por ítem, analizando las diferencias obtenidas.
- Chequear la existencia de controles cruzados respecto a la facturación, previo a la impresión del documento, así como también, previo al envío al cliente.
- Chequear que el margen obtenido por el cliente (compra-venta) sea el presupuestado o negociado.

- Verificar que los plazos de recepción del documento por parte del cliente se ajuste a lo indicado en el contrato (ver envío: correo certificado, e-mail, personalmente, etc.).
- Validar que la información impresa en la factura, se ajuste a lo estipulado en la Ley (considerar la impresión del documento no el cálculo, Artículo 127 DS 327/98), tales como:
 - » Información general: Nombre, dirección, rut, etc.
 - » Tarifa: tipo de tarifa contratada y fecha término tarifa.
 - » Medidor: número de medidor y su propiedad.
 - » Consumo: fecha del consumo, lectura anterior, lectura actual, demandas leídas, demandas facturadas y constante de facturación.
 - » Etc.
- Verificar que las potencias declarada, conectada, convenida y demanda leída, registradas en el sistema informático, sean consistentes entre sí; así como también, con las potencias definidas en el contrato de suministro.
 - » Chequear la siguiente consistencia dentro del sistema informático:
 - » Potencia declarada
 - » Potencia conectada
 - » Potencia convenida
 - » Demanda máxima.
 - » Validar que tanto la potencia conectada como convenida sean las que se definen en el contrato.
 - » Validar que la potencia declarada corresponde a la potencia declarada ante la Superintendencia de Electricidad y Combustible.
- Chequear la correcta ejecución de una finalización de suministro como cliente libre, cambios de tarifa a regulada o a otra como cliente libre.
 - » Clientes libres que cambiaron a regulados, clientes regulados que cambiaron a libres y clientes libres que cambiaron a una tarifa diferente (siguen siendo clientes libres).
 - » Verificar que el cobro de los remanentes en caso que esto se aplique.
 - » Verificar que los cobros por servicios sigan siendo facturados en caso que el servicio haya finalizado su contrato de suministro.
- Validar que el comportamiento de pago de los clientes libres se ajuste a lo estipulado en el contrato.
- Verificar que las acciones de cobranza se efectúen de acuerdo a lo establecido en contrato (ejemplo: suspensiones por deuda).
- Verificar que no existan clientes regulados con demandas máximas mayores a 2000 [kW].

Área Técnica

- Chequear la existencia de la documentación técnicas en carpetas de clientes libres.
- Chequear consistencia de las características de los equipos que inciden en la medición de energía, comparando información de carpeta del cliente, sistema informático y terreno.
 - » Equipos de medida. Marca, modelo, año de fabricación, programación, etc.
 - » Equipo compacto de medida, transformadores de corriente y de potencial. Marca, modelo, año de fabricación, relación de transformación, etc.
 - » Comparar clases de precisión entre equipos: medidor – Equipo compacto de medida, o bien, medidor – Transformador de corriente.
 - » Registrar lecturas en terreno y comparar con lo indicado en sistema.
- Revisar el proceso de registro y almacenamiento de lectura que actualmente posee la compañía con la empresa prestadora del servicio, sea esta manual o telemedida.
 - » Revisar el sistema de “interrogación cada 15 minutos”. Saber que sucede si existe pérdida de información.

- » Tecnología de comunicación. Chequear si existe plan de contingencia en caso de que la comunicación remota falle.
 - » Chequear si existe contrato entre la compañía y la empresa prestadora de servicio, donde se especifique el proceder técnico, formas en que entregan la información, etc. (¿cómo ha sido la experiencia?).
 - » Validar información que proporciona mensualmente la empresa prestadora de servicios, para analizar un período de lectura.
- Chequear la existencia de un programa de verificación de los equipos que inciden en la medición.
 - » Chequear cuándo se verificaron por última vez.
 - » Solicitar el último certificado de verificación de los equipos.
 - Verificar el estado en que se encuentra físicamente el empalme en terreno: postes, estructuras, equipos, etc. (Obtener fotos).
 - Verificar cuál es su actual potencia instalada y potencia conectada en terreno, además, de las demandas máximas y horarios de ocurrencia.
 - » Verificar si es posible aumentar de potencia del cliente.
 - » Verificar si existe un procedimiento en caso que el cliente esté pidiendo zendo aumento.
 - » Verificar cómo se complementa el área comercial con la técnica frente a un aumento de capacidad del Cliente Libre.
 - » Chequear la coordinación de protecciones.
 - Verificar la calidad de suministro con la cual trabaja. ¿poseen reguladores de voltaje?
 - Chequear si existen mediciones de parámetros que puedan perturbar el normal funcionamiento del sistema.
 - » Variaciones de voltaje.
 - » Energías reactivas aportadas al sistema.
 - » Distorsiones armónicas.
 - » Flicker.
 - » Etc.

- Calidad de servicio: chequear cuántos cortes tuvieron el año 2010 y la responsabilidad del corte de suministro.

Área Financiera

- Verificar que cada uno de los conceptos facturados estén siendo asignado a las cuentas contables que corresponden.
- Validar que el balance entre la compra y venta se efectúe correctamente.
- Validar que los equipos de propiedad de la empresa estén asignados a su activo fijo correspondiente.

3. Resultados obtenidos.

Los resultados obtenidos luego de la revisión efectuada fueron las siguientes:

Área Administrativa

- Se observaron contratos de suministro que no se encontraban firmados entre las partes.
- Inexistencia de addendum sobre cambios detectados en la revisión.
- Inexistencia de contratos por arriendo de equipos.
- Inexistencia de procedimiento de presentación de oferta a cliente libre.
- Inexistencia de un procedimiento sobre la incorporación de un nuevo cliente libre a los sistemas informáticos.
- Inexistencia de procedimientos respecto del tratamiento de clientes libres, el cual indique obligaciones, responsabilidades y controles respecto de su administración.
- Se pudo observar que las carpetas de clientes libres no se encontraron bien resguardadas y no presentaban la información mínima Técnica-Comercial (Declaración de la instalación eléctrica, certificados de equipos, puesta en servicio, etc.).

Área Comercial

- En la revisión efectuada para validar que todos los conceptos utilizados en la facturación, estén siendo correctamente facturados de acuerdo a lo estipulado en el contra-

to de suministro para cada cliente libre, se obtuvo lo siguiente:

Concepto	Impacto en la facturación
Arriendo de equipos	Medio
Carga de precios	Bajo
Cargo por energía	Medio
Demanda en HP	Bajo
Demanda suministrada	Bajo
Distribución de Potencia	Bajo
Exceso de consumo de potencia	Bajo
Exceso de potencia en horas punta	Alto
Exceso por demanda suministrada	Bajo
Factor de potencia	Alto
Periodicidad de la facturación.	Bajo
Tratamiento de una baja de un servicio.	Bajo
Evaluación general	Medio-Bajo

Nota:

Alto: Puede ocasionar pérdidas significativas que pueden provocar problemas con el margen de resultados para los clientes afectados.

Media: Puede ocasionar pérdidas permanentes que no provocan mayores diferencias en el margen de resultados para los clientes afectados.

Bajo: Puede ocasionar pérdidas menores que no provocan mayores diferencias en el margen de resultados para los clientes libres.

- Inexistencia de controles cruzados respecto a la facturación, previo a la impresión de la factura.
- Se pudo observar que la información impresa en la factura, NO se ajusta a lo estipulado en la Ley (Artículo 127 DS 327/98).
- Se pudo observar una inconsistencia entre las potencias declarada, conectada, convenida y demanda leída, registradas en el sistema informático y las indicadas en el contrato de suministro.
- Se pudo observar que en algunos casos existen atrasos en los pagos.
- Se pudo observar la existencia de clientes regulados con demandas máximas mayores a 2000 [kW].

Área Técnica

- Se pudo observar algunas inconsistencias en la información de las características de los equipos que inciden en la medición de energía, respecto de carpeta del cliente, sistema informático y terreno.

- Se pudo observar la ausencia de programas de verificación de los equipos que inciden en la medición (medidor y equipo compacto de medida).

Área Financiera

- Se pudo observar equipos de propiedad de la compañía que no estaban asignados a su activo fijo correspondiente.

4. Conclusiones.

- a) Es necesario implementar procedimientos que indiquen la metodología de incorporación de un nuevo cliente libre, así como también un procedimiento que indique el tratamiento de estos, delimitando las responsabilidades de cada área organizacional.
- b) Con esta metodología se logra identificar las problemáticas, a través, del análisis de las cuatro áreas: Administrativa, Comercial, Técnica y Financiera. Esta metodología, logra determinar lo siguientes: problemas en la facturación, y por lo tanto, afectar el margen de resultados; problemas administrativos por la falta de almacenamiento de información, especialmente la declaración de instalación eléctrica ante la autoridad; problemas con la consistencia de información almacenada en los sistemas informáticos; problemas técnicos asociado con la medición de energía; y finalmente, problemas financieros relacionados con el Activo Fijo perteneciente a la compañía.
- c) Cabe señalar, que estos clientes, al poseer contratos negociados individualmente, gran parte de su proceso es abordado en forma manual (tanto el precio como las cantidades físicas son calculadas en planilla Excel, para finalmente el resultado, incorporarlo al sistema informático), lo cual aumenta la posibilidad de ocurrencia de errores en cada una de sus etapas.

Referencia

- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N°327/1998.
- Fija tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, Decreto N°320/2006.

Trabajo:

Medición de Armónicas en Subestaciones de 13.2 kV

Fernández Cívico, D.; Echazarreta, S.; Ronco, J.; López, G.; Krapf, L.
Facultad de Ciencias, Ingeniería y Agrimensura – Universidad Nacional de Rosario - Santa Fe, Argentina

luiskrapf@yahoo.com.ar

CLADE 2012 - Congreso Latinoamericano de Distribución de Energía

Resumen

En el presente trabajo se realizó un estudio del estado de contaminación armónica en las redes de baja tensión de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE), en la ciudad de Rosario. En base al STD IEEE C57.110-2008, se analizó el efecto de dicha contaminación en los transformadores de distribución, llegando a la conclusión de que los valores encontrados de distorsión armónica no son significativos en la actualidad, pero deberán ser tenidos en cuenta debido a la potencial disminución de la potencia disponible del transformador y al incremento de las pérdidas técnicas que estos pueden ocasionar.

1. Introducción

En la actualidad, el número de cargas no lineales conectadas a los sistemas de alimentación es muy grande y aumenta rápidamente. Las mismas son equipos con electrónica de potencia, como variadores de velocidad, rectificadores controlados, ciclo convertidores, balastos de lámparas electrónicos, fundición por arco o inducción y computadoras personales, entre otras. Estas representan la mayoría de las cargas no lineales que proliferan en la industria, así como en los usuarios comerciales y residenciales [1].

Estas cargas tienen la capacidad de crear perturbaciones en las formas de onda de tensión y corriente, que pueden analizarse como la superposición de una componente senoidal de frecuencia fundamental y una serie de componentes de frecuencias múltiplos de la fundamental, llamadas armónicas.

Como consecuencia de esta distorsión, la potencia disponible en las redes de distribución instaladas, se reduce a valores inferiores a los nominales. De acuerdo a [2], "En los transformadores de potencia, la principal consecuencia de las corrientes armónicas es un aumento de las pérdidas, principalmente en los arrollamientos, debido a la deformación de los campos de dispersión. El aumento de las pérdidas hace que se genere más calor en el transformador de modo que la temperatura de funcionamiento aumenta, lo que provoca un deterioro más acelerado del aislamiento y una potencial reducción de su vida útil". Por otro lado, el incremento de las pérdidas origina una disminución del rendimiento del transformador, lo cual se traduce en un incremento de los costos de operación de la máquina.

El presente trabajo es un estudio del grado de contaminación armónica presente en las redes de baja tensión de Rosario, pertenecientes a la EPE. Se efectuaron mediciones en cinco subestaciones transformadoras (SET) 13,2/0,4 kV, con

diversas características de demanda (Residencial, Comercial, Industrial), y transformadores de 630kVA y 1000kVA. A partir de los datos obtenidos en las mismas se realizó una estimación de la reducción de capacidad de las instalaciones y del incremento de las pérdidas operativas, siguiendo los lineamientos del STD IEEE C57.110-2008

2. Marco teórico del IEEE Std C57-110-2008

2.1 Pérdidas en los Transformadores

Para el analizar en que forma las corrientes armónicas afectan a un transformador describiremos brevemente cómo está conformado un transformador estándar de dos devanados [3] [4] .

Generalmente, un transformador de dos devanados se bobina con el devanado de baja tensión colocado sobre la pierna del núcleo, y el devanado de alta tensión lo envuelve por fuera. Ambos devanados están concéntricamente colocados configurando una sección transversal rectangular o circular dependiendo del tipo de construcción del núcleo. El núcleo y las bobinas se mantienen unidas con abrazaderas o estructuras que pueden ser de acero, de materiales no magnéticos, o incluso de materiales aislantes. Los transformadores con aislación líquida generalmente se colocan en tanques de acero.

El estándar IEEE-Std-C57.12.90 categoriza las pérdidas en los transformadores como pérdidas en vacío y pérdidas bajo carga. Las pérdidas en vacío se deben a la excitación o pérdidas en el núcleo. Las pérdidas bajo carga son ocasionadas por las impedancias del transformador. La suma de las pérdidas bajo carga y las pérdidas en vacío, son las pérdidas totales del transformador, como muestra la ecuación(1).

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (1)$$

Donde:

P_T corresponde a las pérdidas totales

P_{NL} corresponde a las pérdidas en vacío

P_{LL} corresponde a las pérdidas bajo carga

A su vez, las pérdidas bajo carga, pueden subdividirse en pérdidas I^2R y “pérdidas por dispersión”. Las pérdidas por dispersión se obtienen restando las pérdidas por I^2R calculadas mediante la medición de R e I , a las pérdidas medidas en carga. Pueden definirse como las pérdidas debidas al flujo electromagnético disperso en los arrollamientos. Esto origina corrientes de *Foucault* que circularán tanto por los bobinados como por los otros elementos conductores del transformador. Podemos dividir las pérdidas por dispersión en “pérdidas por dispersión en los bobinados” y “otras pérdidas por dispersión”. Las otras pérdidas por dispersión son debidas a corrientes parásitas en el núcleo, las sujeciones del núcleo, los escudos magnéticos, la cuba, etc. Las pérdidas en carga pueden escribirse como indica la ecuación (2):

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \quad (2)$$

Donde:

P_{LL} corresponde a las pérdidas en carga

P corresponde a las pérdidas por I^2R

P_{EC} corresponde a las pérdidas por corrientes de *Foucault* en los arrollamientos

P_{OSL} corresponde a las otras por dispersión

La figura 1 muestra el campo electromagnético de dispersión.

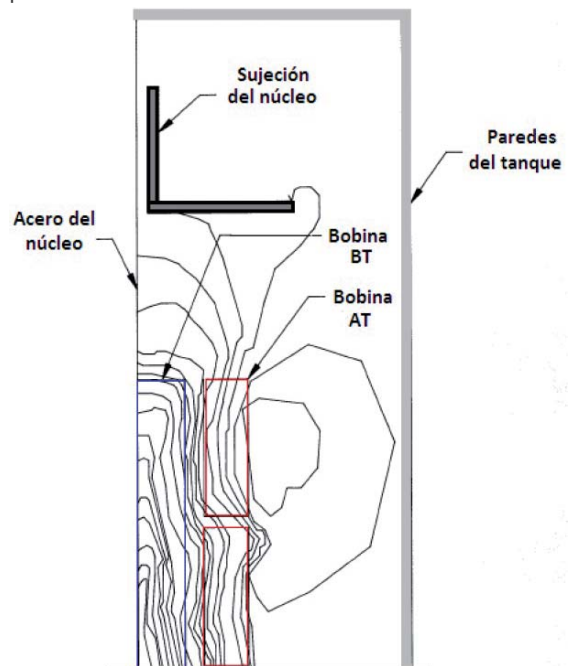


Figura 1 - Campo electromagnético producido por la corriente de carga en un transformador

2.2 Efecto de las corrientes armónicas en las pérdidas I^2R

Si el valor eficaz de la corriente de carga se incrementa debido a las componentes armónicas, las pérdidas por I^2R se verán aumentadas en consecuencia.

2.3 Efecto de las corrientes armónicas en las pérdidas por dispersión en los bobinados

Las pérdidas por dispersión en los arrollamientos, dentro del rango de frecuencias en consideración (frecuencia de la fuente y sus armónicas asociadas), tienden a incrementarse en forma proporcional al cuadrado de la corriente de carga, y en forma aproximadamente proporcional al cuadrado de la frecuencia. Estas características pueden causar pérdidas excesivas en los arrollamientos, dando lugar al incremento de la temperatura y ocasionando puntos calientes en transformadores que alimentan cargas no senoidales, con los riesgos por ellos derivados.

2.4 Efecto de las corrientes armónicas en las otras pérdidas por dispersión

Las otras pérdidas por dispersión en el núcleo, soportes, y partes estructurales se verán incrementadas en forma proporcional al cuadrado de la corriente de carga. Sin embargo, éstas no crecerán en forma proporcional al cuadrado de la frecuencia, como sucede en las pérdidas por dispersión de los arrollamientos.

2.5 Efecto en la elevación de la temperatura máxima del aceite

Para transformadores llenos de líquido, la temperatura máxima del aceite sobre la temperatura ambiente θ_{TO} aumentará a medida que las pérdidas en carga totales aumenten debido a la carga armónica. Al realizarse estudios que involucren el comportamiento térmico del transformador, como por ejemplo la determinación de la máxima potencia que éste puede entregar, las otras pérdidas por dispersión (P_{OSL}) deben ser consideradas, ya que afectan a la elevación de la temperatura máxima del aceite.

2.6 Pérdidas en el transformador Por-Unidad

Puesto que la mayor preocupación acerca de un transformador operando bajo condiciones de car-

ga con alto contenido armónico es el sobrecalentamiento de los devanados, es conveniente considerar la densidad de pérdidas en los mismos sobre una base por unidad (la corriente de base es la corriente nominal y la base de la densidad de pérdida es la densidad de pérdida I^2R a corriente nominal). Por lo tanto, la ecuación (2), aplicada en condiciones nominales de carga, puede ser reescrita en una base por unidad como en la ecuación (3):

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \quad (3)$$

Donde:

$P_{LL-R}(pu)$ corresponde a las pérdidas por unidad en condiciones nominales

$P_{EC-R}(pu)$ corresponde a las pérdidas por unidad por corrientes de *Foucault* en los arrollamientos en condiciones nominales

$P_{OSL-R}(pu)$ corresponde al valor en por unidad de las otras pérdidas por dispersión en condiciones nominales

Dada la pérdida por corrientes de *Foucault* en condiciones nominales para los arrollamientos del transformador, o para una porción del mismo (P_{EC-R}), las pérdidas por corrientes de *Foucault* debidas a cualquier corriente de carga no senoidal definida, pueden expresarse como en la ecuación (4):

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2(W) \quad (4)$$

Donde:

P_{EC} corresponde a las pérdidas por corrientes de *Foucault* en los arrollamientos (W).

h corresponde al orden del armónico.

I_h corresponde al valor eficaz de la corriente del armónico h (A).

I_R corresponde al valor eficaz de la corriente a frecuencia nominal y en condiciones de carga nominales (A).

Las pérdidas por I^2R en condiciones de carga nominales son unopor unidad (por definición). Para corrientes de carga no senoidales, la ecuación para el valor eficaz de la corriente en por unidad (corriente nominal como corriente de base), corresponde a la ecuación (5):

$$I(pu) = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h(pu)^2(pu)} \quad (5)$$

Donde:

$I(pu)$ es el valor eficaz en por unidad de la corriente de carga

h_{max} es el armónico significativo mas grande

$I_h(pu)$ es el valor eficaz por unidad de la corriente del armónico h

La ecuación (4) puede escribirse en por unidad (la corriente de base es la corriente nominal y la densidad de pérdidas de base, es la densidad de pérdidas por I^2R a corriente nominal) como se observa en la ecuación (6)

$$P_{EC}(pu) = P_{EC-R}(pu) \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h(pu)^2 h^2 (pu) \quad (6)$$

2.7 Pérdidas del transformador a los valores medidos de corriente

Las ecuaciones (3) a (6) asumen que la corriente aplicada es la nominal del transformador. Puesto que esto se encuentra raramente en la práctica, es necesario definir un nuevo término para describir las pérdidas por dispersión del bobinado a la corriente medida y a la frecuencia de alimentación (P_{EC-O}). Tres supuestos son necesarios para aclarar el uso de éste término:

1. Las pérdidas por dispersión son aproximadamente proporcionales al cuadrado de la frecuencia.
2. Las pérdidas por dispersión son función de la corriente en los conductores. Cualquier ecuación para las pérdidas puede ser expresada en términos del valor eficaz de la corriente de carga.
3. Puede aplicarse el principio de superposición a las pérdidas por dispersión, lo cual permitirá la suma directa de las pérdidas debidas a los armónicos.

Las ecuaciones (4) y (6) pueden escribirse con mayor generalidad como en la ecuación (7)

$$P_{EC} = P_{EC-O} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2 h^2 \quad (7)$$

Sacando fuera de la sumatoria el término de la corriente eficaz, tenemos la ecuación (8):

$$P_{EC} = P_{EC-O} \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{I^2} \quad (8)$$

El valor eficaz de la corriente de carga no senoidal, esta dado por la ecuación (9)

$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad (9)$$

El término del valor eficaz de la corriente I en la ecuación (8) puede expresarse en términos de las componentes de frecuencia, como se observa en la ecuación (10)

$$P_{EC} = P_{EC-O} \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad (10)$$

2.8 Factor de pérdidas armónicas para corrientes de Foucault en los arrollamientos

Es conveniente definir un factor numérico simple que pueda ser utilizado para determinar la capacidad de un transformador para la alimentación de una carga. F_{HL} es un factor de proporcionalidad aplicado a las pérdidas por corrientes parásitas en los arrollamientos, que representa el calentamiento efectivo (rms) como consecuencia de las corrientes de carga armónicas. F_{HL} es el cociente entre las pérdidas totales por corrientes parásitas debidas a armónicos (P_{EC}), y las pérdidas por corrientes parásitas del arrollamiento a la frecuencia de alimentación, cuando no existen corrientes armónicas (P_{EC-O}). Esta definición corresponde a la ecuación (11)

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad (11)$$

La ecuación (11) permite calcular el F_{HL} en términos de los valores eficaces reales de las corrientes armónicas. Los analizadores de armónicos permiten que los cálculos se realicen en función de los armónicos normalizados al valor eficaz total de la corriente, o al primer armónico o armónico fundamental. La ecuación (11) puede adaptarse a éstas situaciones dividiendo el numerador y el denominador ya sea por I , el valor RMS de la corriente de carga, o por I_1 , el valor eficaz de corriente de primer armónico. Al aplicarse a la ecuación (11) se obtienen las ecuaciones (12) y (13)

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (12)$$

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (13)$$

Nótese que la cantidad I_h/I_1 puede ser leída directamente en un medidor.

En cualquier caso, F_{HL} sigue siendo el mismo valor, ya que es una función de la distribución de corriente armónica y es independiente de la magnitud relativa.

2.9 Factor de pérdidas armónicas en para otras pérdidas por dispersión

La principal consecuencia del calentamiento debido a las otras pérdidas por dispersión, es el calentamiento del líquido refrigerante. Existe una relación similar al F_{HL} para éstas otras pérdidas por dispersión, y puede desarrollarse en forma similar. Las pérdidas debidas a las conexiones de barras, partes estructurales, tanques, etc., son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga, y a la frecuencia elevada a la 0.8, como se muestra en la ecuación (14)

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0.8} \quad (14)$$

Las ecuaciones correspondientes al factor de pérdidas armónicas, normalizadas a los valores eficaces de corriente y de corriente fundamental, respectivamente, se observan en las expresiones (15) y (16).

$$F_{HL-OSL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (15)$$

$$F_{HL-OSL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (16)$$

2.10 Capacidad equivalente del transformador

La capacidad equivalente del transformador establecida en [3], se basa en las siguientes premisas:

1. El transformador, excepto por la distribución de corrientes armónicas de su carga, se supone operando de acuerdo a las "Condiciones Normales de Servicio" del IEEE STD 57.12.00

2. Se asume que el transformador es capaz de suministrar una corriente de carga de cualquier contenido de armónicos a condición de que las pérdidas totales, las pérdidas en cada devanado, y la densidad de pérdidas en la región de las más altas corrientes de *Foucault* no excedan los niveles para plena carga, frecuencia nominal y condiciones de onda sinusoidal de diseño. Además, se supone que la condición limitante es la densidad de pérdidas en la región de mayores pérdidas por corrientes parásitas del devanado, por lo que ésta es la base utilizada para establecer capacidad equivalente.

Con el fin realizar el cálculo con los datos disponibles en el protocolo de ensayos, se realizarán las siguientes suposiciones. Pueden ser modificadas en función de la orientación del fabricante para un transformador particular. A saber:

- Una porción de las pérdidas por dispersión corresponde a las pérdidas en los devanados por corrientes de *Foucault*. Para transformadores de aislación líquida supondremos que el 33% de las pérdidas totales de dispersión corresponde a corrientes de *Foucault* en los devanados.
- La pérdida I^2R se distribuye uniformemente en cada devanado.
- La división de corrientes parásitas entre los arrollamientos es (ver nota 1 al final del artículo):
 - 60% en el devanado interior y 40% en el arrollamiento exterior para todos los transformadores auto-refrigerados con corriente nominal menor a 1000A. (Independientemente de la relación de vueltas)
 - 60% en el devanado interior y 40% en el arrollamiento exterior para todos los transformadores que tengan una relación de vueltas de 4:1 o menos.
 - 70% en el bobinado interno y 30% en el devanado exterior para los transformadores que tienen una relación de vueltas mayor que 4:1 y además tienen uno o más arrollamientos con una corriente nominal superior a 1000 A.
- La distribución de pérdidas por corrientes de *Foucault* dentro de cada devanado no es uniforme (ver nota 1).
- La máxima densidad de corriente inducida de pérdida se da en la región del punto más caliente del devanado y es 400% de la densidad promedio de pérdida por corrientes de *Foucault* para ese devanado [5].

Según lo establecido en [6], la componente de pérdidas por dispersión se calcula restando las pérdidas I^2R del transformador de las pérdidas en carga medidas. Por lo tanto, para transformadores con conexión Δ -Y se calculan de acuerdo a la ecuación (17)

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - 3 \left[\left(\frac{I_{1-R}}{\sqrt{3}} \right)^2 R_1 + (I_{2-R})^2 R_2 \right] (W) \quad (17)$$

Donde:

P_{TSL-R} son las pérdidas totales por dispersión en condiciones nominales (W).

I_{1R} es la corriente RMS fundamental de línea bajo condiciones de frecuencia y carga nominal del lado de alta tensión (A).

I_{2R} es la corriente RMS fundamental de línea bajo condiciones de frecuencia y carga nominal del lado de baja tensión (A).

R_1 es la resistencia medida en cc entre los terminales de alta tensión (Ω).

R_2 es la resistencia medida en cc entre los terminales de baja tensión (Ω).

Para transformadores de aislación líquida, las pérdidas en los arrollamientos por corrientes de *Foucault* son como se expresa en la ecuación (18).

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \cdot 0,33 \quad (W) \quad (18)$$

Donde P_{EC-R} son las pérdidas en los arrollamientos por corrientes de *Foucault* en condiciones nominales (W).

Las otras pérdidas por dispersión son calculadas de acuerdo a la ecuación (19):

$$P_{OSL-R} = P_{OSL-R} \cdot 0,67 \quad (W) \quad (19)$$

Las pérdidas por corrientes de *Foucault* en el arrollamiento de baja tensión (interno) pueden ser calculadas con el valor de P_{EC-R} determinado en la ecuación (18), como sigue, dependiendo de la corriente nominal, y la relación de espiras de los arrollamientos:

$$P_{EC-R2} = P_{EC-R} \cdot 0,6 \quad (W) \quad (20)$$

$$P_{EC-R2} = P_{EC-R} \cdot 0,7 \quad (W) \quad (21)$$

Donde P_{EC-R2} son las pérdidas en el arrollamiento de baja tensión por corrientes de *Foucault* en condiciones nominales (W).

La máxima densidad de pérdidas por corrientes de *Foucault* se supone que es 400% del valor promedio, entonces, en pu, dependiendo de las corrientes nominales, y la relación de vueltas del transformador, tenemos:

$$Max P_{EC-R}(pu) = 4 \cdot \frac{P_{EC-R2}}{(I_{2-R})^2 R_2} = 4 \cdot \frac{0,6 P_{EC-R}}{(I_{2-R})^2 R_2} \quad (22)$$

$$Max P_{EC-R}(pu) = 4 \cdot \frac{P_{EC-R2}}{(I_{2-R})^2 R_2} = 4 \cdot \frac{0,7 P_{EC-R}}{(I_{2-R})^2 R_2} \quad (23)$$

Las pérdidas por corrientes de *Foucault* para el arrollamiento exterior (alto voltaje) deben ser calculadas de una manera similar a las ecuaciones (22) y (23).

Para transformadores auto refrigerados ONAN, de acuerdo a [6], la elevación de la temperatura máxima del aceite es proporcional a las pérdidas totales con un exponente de 0,8 y puede ser estimada para las pérdidas armónicas, basándonos en las condiciones de carga y las pérdidas nominales, como muestran en las ecuaciones (24) y (25):

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0,8} \quad (^\circ C) \quad (24)$$

Donde:

θ_{TO} es la temperatura de la parte superior del aceite por encima de la ambiente ($^\circ C$).

θ_{TO-R} es la temperatura de la parte superior del aceite bajo condiciones nominales ($^\circ C$).

$$P_{LL} = P + F_{HLPEC} + F_{HL-OSL} P_{OSL} \quad (W) \quad (25)$$

El punto de mayor temperatura en los bobinados también es proporcional a las pérdidas de carga elevadas a la 0.8 y deben ser calculadas como sigue:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \left(\frac{P_{LL}(pu)}{P_{LL-R}(pu)} \right)^{0,8} \quad (^\circ C) \quad (26)$$

Que puede reexpresarse como:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \left(\frac{1 + F_{HL} P_{EC-R}(pu)}{1 + P_{EC-R}(pu)} \right)^{0,8} \quad (^\circ C) \quad (27)$$

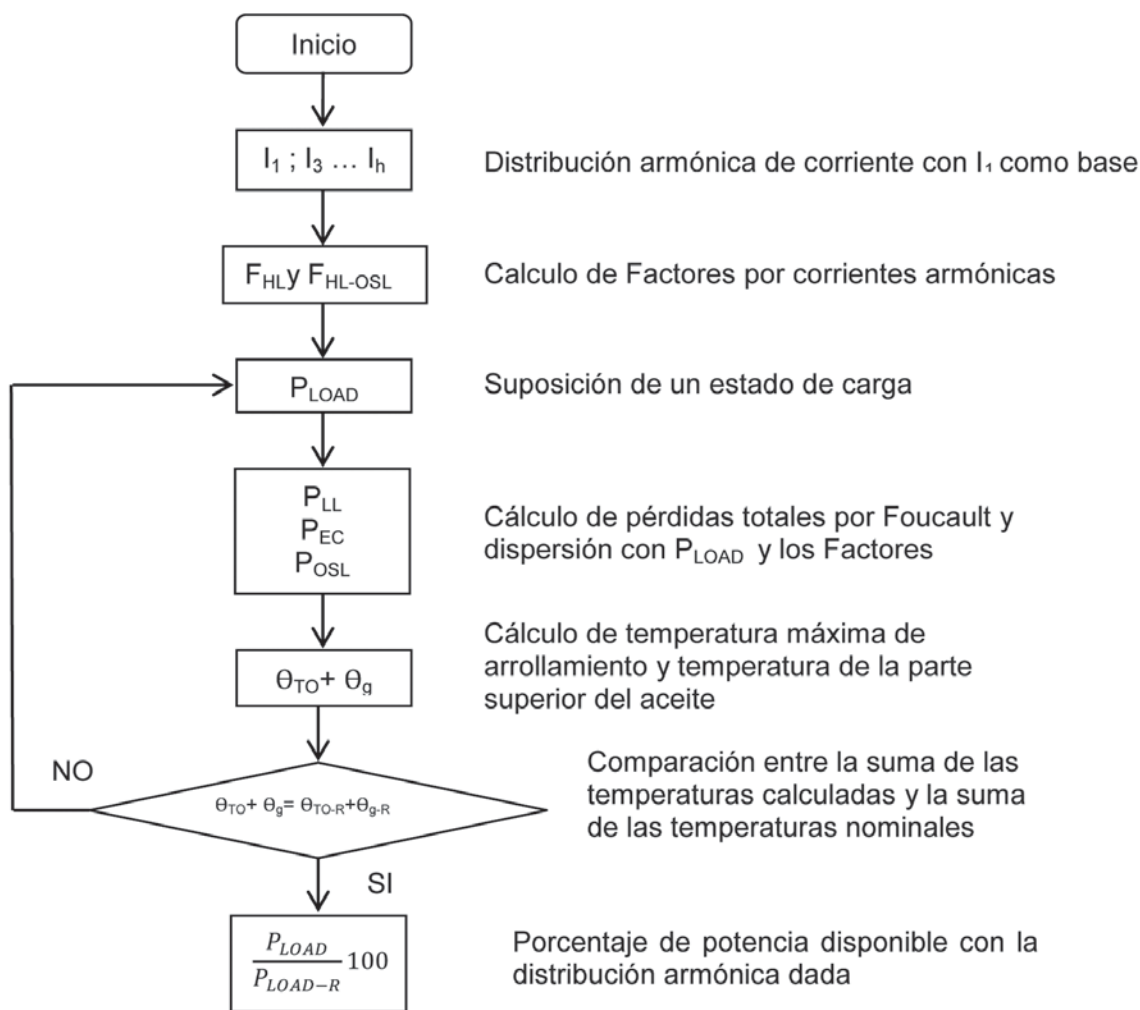


Figura 2– Estimación de capacidad equivalente

Aplicando en (27), (22) o (23), según corresponda, obtenemos:

$$\theta_{g2} = \theta_{g-R} \left(\frac{1 + 2.4 F_{HL} P_{EC-R}(pu)}{1 + 2.4 P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ (}^{\circ}\text{C)} \quad (28)$$

$$\theta_{g2} = \theta_{g-R} \left(\frac{1 + 2.8 F_{HL} P_{EC-R}(pu)}{1 + 2.8 P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ (}^{\circ}\text{C)} \quad (29)$$

Donde:

θ_{g2} es la temperatura del punto más caliente del conductor del bobinado de baja tensión sobre la temperatura del aceite (°C).

θ_{g2-R} es la temperatura del punto más caliente del conductor del bobinado de baja tensión sobre la

temperatura del aceite bajo condiciones nominales (°C).

F_{HL} es el factor de pérdidas armónicas de corrientes de *Foucault*.

P_{EC-R} (pu) son las pérdidas por corrientes de *Foucault* en los arrollamientos bajo condiciones nominales.

Dado que consideramos que el factor limitante será el incremento de la temperatura del punto mas caliente del bobinado de BT, calcularemos la máxima potencia admisible para una determinada distribución armónica, respecto a la potencia nominal, tal que no exceda la máxima

n	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	THD	I [A]
I	256,3	18,4	37,21	25,76	6,042	1,247	5,337	2,662	2,062	1,06	19,4%	261,07
%	100	7,2	14,5	10,1	2,4	0,5	2,1	1,0	0,8	0,4		

Tabla 1 – Distribución armónica fase R, SET 97, 25/04/12 10:45hs

h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$h^{0,8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0,8}$
1	1,000	1,00000	1	1,00	1,00	1,0000
3	0,072	0,00515	9	0,05	2,41	0,0124
5	0,145	0,02108	25	0,53	3,62	0,0764
7	0,101	0,01010	49	0,49	4,74	0,0479
9	0,024	0,00056	81	0,05	5,80	0,0032
11	0,005	0,00002	121	0,00	6,81	0,0002
13	0,021	0,00043	169	0,07	7,78	0,0034
15	0,010	0,00011	225	0,02	8,73	0,0009
17	0,008	0,00006	289	0,02	9,65	0,0006
19	0,004	0,00002	361	0,01	10,54	0,0002
Suma		1,0375		2,2386		1,1452

Tabla 2 - Cálculos para la obtención de los factores de pérdidas armónicas para la distribución de la Tabla 1

sobretensión de diseño de los bobinados, de acuerdo a la ecuación (30).

$$\theta_g + \theta_{TO} = \theta_{g-R} + \theta_{TO-R} \tag{30}$$

Dada la complejidad de la resolución algebraica, para la potencia de carga, de la ecuación (30) aplicaremos el método iterativo descrito en la figura 2 para la estimación de la potencia de carga máxima admisible, para una determinada distribución armónica.

3. Mediciones y cálculo de calentamiento de transformadores

3.1 Caso I

En diferentes SET de la ciudad de Rosario se realizaron mediciones de distorsión armónica utilizando un instrumento Amprobe Harmoanalyzer HA-1000. Las mismas, se realizaron sobre los cables de BT del transformador. De cada medición se tomó una fase y se realizaron los cálculos suponiendo que la distribución de las corrientes es equilibrada.

En la *tabla 1* se observa la distribución de las corrientes armónicas hasta el armónico 19 para el transformador de 630kVA, 13,2/0,4kV marca Algetra de la SET 1184 del día 25/04/12 a las 10:45hs.

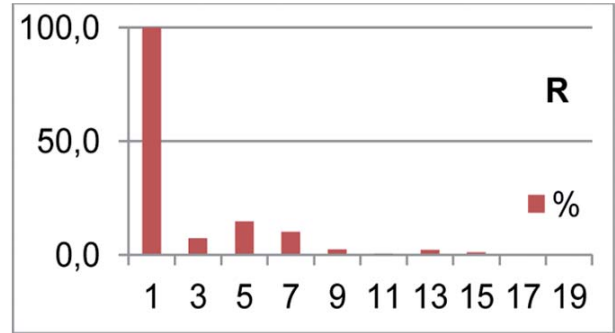


Figura 3 - Espectro armónico (Caso 1)

Aplicando las ecuaciones (13) y (16) calculamos el F_{HL} y el F_{HL-OSL}

$$F_{HL} = 2.2386 / 1.0375 = 2.158$$
$$F_{HL-OSL} = 1.1452 / 1.0375 = 1.104$$

Las características del transformador, tomadas del protocolo de ensayos, necesarias para los

S_r [kVA]	I_{1R} [A]	I_{2R} [A]	P_{NL} [w]	P_{LL-R} [w] (75°C)	R_1 [Ω]	R_2 [mΩ]	θ_{TO-R} [C]	θ_{g-R} [C]
630	27,556	909,35	1192,5	7534	2,662	1,156	65	15

Tabla 3 - Características del transformador de 630kVA Algetra

Tipo de pérdida	Condiciones nominales	En el estado de carga	En el estado de carga con armónicos
Vacío [w]	1192,50	1192,50	1192,50
I^2R [w]	6978,00	575,15	575,15
Foucault en Arrollamientos [w]	185,15	15,26	32,93
Otras perdidas por dispersión [w]	370,85	30,57	33,74
	8726,50	1813,48	1834,32

Tabla 4

cálculos, se listan en la Tabla 3. Las temperaturas fueron tomadas de [6].

El estado de carga del transformador se calcula como I/I_R . Utilizaremos este factor, por ser que las pérdidas en carga son aproximadamente proporcionales al cuadrado de la corriente para corregir los valores de las mismas para el estado de carga actual.

Aplicando las ecuaciones (17) a (19) obtenemos los datos de la primera columna de la Tabla 4. Los datos de la segunda columna se obtienen corrigiendo las perdidas de la primera columna a los valores reales de corriente según lo explicado anteriormente. La tercer columna de la tabla muestra los valores de las perdidas para la distribución armónica y el estado de caga medidos.

Se observa que, con la distribución armónica medida, se da un incremento de las perdidas totales respecto del mismo estado de carga con corriente senoidal, de 20,84 W
Aplicando el método iterativo de la figura 2 con los factores calculados estimamos la disminución de la capacidad del transformador en un 2,46%, lo cual en un transformador de 630kVA equivale a 15,5kVA

3.2 Caso II

En la tabla 5 se observa la distribución de las corrientes armónicas hasta el armónico 19 para el transformador de 1000kVA, 13,2/0,4kV marca Mayo de la SET “Ciudad Universitaria” del día 23/11/11 a las 9:45hs.

n	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	THD	I [A]
I	694,20	37,48	22,52	17,63	6,14	4,11	3,31	1,03	1,12	0,67	6,9%	695,8
%	100,00	5,40	3,24	2,54	0,88	0,59	0,48	0,15	0,00	0,00		

Tabla 5 - Distribución armónica fase R de la SET “Ciudad Universitaria” del 23/11/11 a las 09:45hs

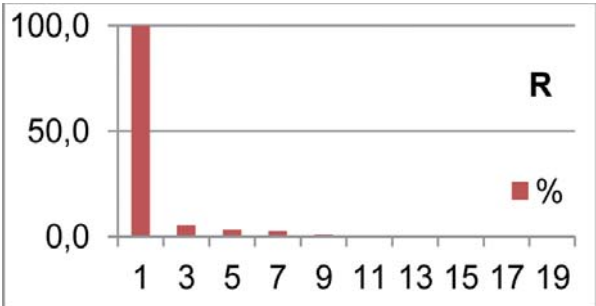


Figura 4 - Espectro armónico

Aplicando las ecuaciones (13) y (16) calculamos el F_{HL} y el F_{HL-OSL}

$F_{HL} = 2.2386 / 1.0375 = 1.095$
 $F_{HL-OSL} = 1.1452 / 1.0375 = 1.010$

Las características del transformador, tomadas del protocolo de ensayos, necesarias para los cálculos, se listan en la Tabla 7. Las temperaturas fueron tomadas de [6].

De igual forma que el caso I se obtiene la Tabla 8.

Se observa que, con la distribución armónica medida, se da un incremento de las perdidas totales respecto del mismo estado de carga con corriente senoidal, de 6,9 W

Aplicando el método iterativo de la figura 2 con los factores calculados estimamos la disminución de la capacidad del transformador en un 0,3%, lo cual en un transformador de 1000kVA equivale a 3kVA

h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$h^{0,8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0,8}$
1	1,00000	1,00000	1	1,00000	1,00	1,00000
3	0,05399	0,00291	9	0,02623	2,41	0,00702
5	0,03244	0,00105	25	0,02631	3,62	0,00381
7	0,02539	0,00064	49	0,03159	4,74	0,00306
9	0,00884	0,00008	81	0,00633	5,80	0,00045
11	0,00593	0,00004	121	0,00425	6,81	0,00024
13	0,00477	0,00002	169	0,00384	7,78	0,00018
15	0,00148	0,00000	225	0,00049	8,73	0,00002
17	0,00161	0,00000	289	0,00075	9,65	0,00002
19	0,00097	0,00000	361	0,00034	10,54	0,00001
Suma		1,00475		1,10013		1,01481

Tabla 6 - Cálculos para la obtención de los factores de pérdidas armónicas para la distribución de la Tabla 5

4. Conclusiones

Se observó que el estado de carga de los transformadores medidos rara vez excedió el 50% de su potencia nominal durante las mediciones, y que los valores de distorsión armónica encontrados no generan pérdidas de capacidad mayores al 3%. Esto, sumado a que el perfil de carga de las redes de distribución tendrá a los transformadores trabajando en condiciones próximas a las nominales sólo en los horarios pico de los días de mayor demanda. Resultará en que las máquinas en consideración no presentaran pérdida de vida útil. Además el aumento de las pérdidas técnicas en los casos medidos no resulta considerable respecto de las nominales del transformador. Se concluye que los armónicos aun no son un problema serio en las redes de distribución de Rosario, pero se debería hacer un seguimiento de la evolución de los mismos para prevenir problemas derivados del aumento de los mismos.

5. Recomendaciones

Dados los problemas que pueden presentarse como consecuencia de un alto contenido armónico en la red de distribución, es aconsejable realizar un

seguimiento de la evolución del mismo para prevenir un posible deterioro de los transformadores.

6. Bibliografía

[1] IEEE, IEEE Std 1459-2000 - IEEE Standard Definition for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, 2010.

[2] J. Desmet y G. Delaere, Armónicos - Selección y Clasificación de los Transformadores, LPQI, 2005.

[3] IEEE, C57.110-2008 - IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents, 2008.

[4] S. P. Kennedy y C.L.Levy, «Application, Design and Rating of Transformers Containing Harmonic Currents,» nº PPIC- 90 - 35, 1990.

[5] M. D. Hwang, W. M. Grady y H. W. Sanders, «Assessment of winding losses in transformers due to harmonic currents,» de Interna-

S_r [kVA]	I_{1R} [A]	I_{2R} [A]	P_{NL} [w]	P_{LL-R} [w](75°C)	R_1 [Ω] (Linea)	R_2 [mΩ]	θ_{TO-R} [C]	θ_{g-R} [C]
1000	43,74	1444,4	1693	10457	1,84	0,702	65	15

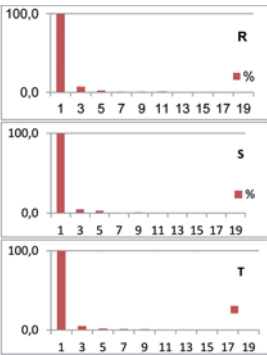
Tabla 7- Características del transformador

Tipo de perdida	Condicionesnominale s	En el estado de carga	En el estado de carga con armónicos
Vacío [w]	1693,00	1693,00	1693,00
I^2R [w]	9680,57	2249,55	2249,55
Foucault en Arrollamientos [w]	258,55	60,08	65,78
Otras perdidas por dispersión [w]	517,88	120,34	121,55
	12150,00	4122,98	4129,89

Tabla 8

tional Conference on Harmonics in Power Systems, Worcester, Oct. 1984..
[6] IEEE, C57.12.90-2010 - IEEE Standar Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, 2010.
[7] IEEE, C57.12.00-2010 IEEE Standar for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, 2010.

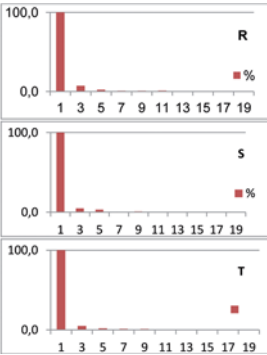
SET CEMA 11/04/12 15:30						
N	Fase R		Fase S		Fase T	
	I	%	I	%	I	%
1	237,0	100,0	235,2	100,0	237,2	100,0
3	16,91	7,14	12,83	5,45	19,42	8,19
5	5,460	2,304	3,670	1,560	5,010	2,112
7	2,000	0,844	2,342	0,996	4,200	1,771
9	2,000	0,844	1,280	0,544	2,880	1,214
11	2,200	0,928	2,100	0,893	0,434	0,183
13	0,148	0,062	1,100	0,468	2,010	0,847
15	0,817	0,345	0,445	0,189	0,000	0,000
17	0,000	0,000	2,452	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	1,788	0,000	0,000	0,000
THD	7,7%		6,0%		8,8%	
I_{ef}	237,69		235,63		238,11	



7.Agradecimientos

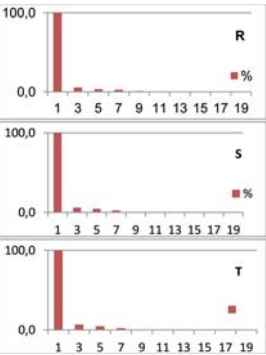
A la Empresa Provincial de Energía de Santa fe por la predisposición mostrada para realizar las mediciones y en especial al Ing. Eduardo Passerini.
Al Ing. Jorge Luciani por la colaboración prestada.

SET Ludueña Sur 97- 25/04/12 - 11 :50						
N	Fase R		Fase S		Fase T	
	I	%	I	%	I	%
1	1070	100,0	974,9	100,0	735,0	100,0
3	93,72	8,8	62,93	6,5	82,89	11,3
5	24,67	2,3	34,71	3,6	31,17	4,2
7	12,62	1,2	17,65	1,8	12,38	1,7
9	12,76	1,2	10,03	1,0	11,04	1,5
11	1,395	0,1	5,086	0,5	4,31	0,6
13	2,328	0,2	3,514	0,0	3,61	0,5
15	3,444	0,3	2,528	0,0	3,12	0,4
17	1,299	0,0	0,676	0,0	1,56	0,0
19	0,459	0,0	0,785	0,0	0,51	0,0
THD	9,2%		7,7%		12,3%	
I_{ef}	1074,94		977,78		740,53	

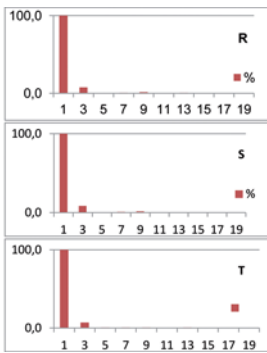


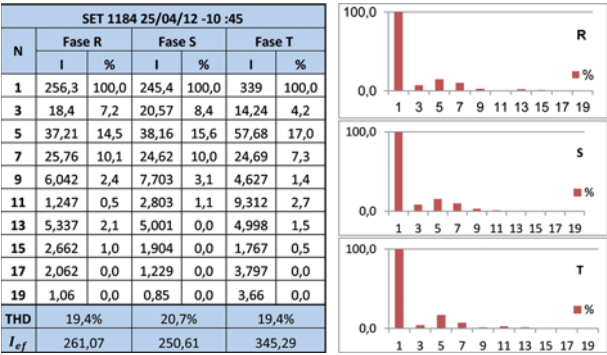
8.Anexo: otras mediciones de armónicos

SET Ciudad Universitaria 23/11/11 9:45am						
N	Fase R		Fase S		Fase T	
	I	%	I	%	I	%
1	694,2	100	826,8	100	815,8	100
3	37,48	5,399	50,22	6,074	55,44	6,796
5	22,52	3,244	38,42	4,647	36,98	4,533
7	17,63	2,539	21,18	2,562	19,47	2,387
9	6,138	0,884	4,418	0,534	1,59	0,195
11	4,114	0,593	5,138	0,621	4,028	0,494
13	3,308	0,477	4,126	0,499	0	0
15	1,028	0,148	0,308	0,037	0	
17	1,116	0	2,004	0	0	
19	0,672	0	0,786	0	0	
THD	6,9%		8,1%		8,5%	
I_{ef}	695,8		829,5		818,8	



SET 236 25/04/12 -11 :30						
N	Fase R		Fase S		Fase T	
	I	%	I	%	I	%
1	484,8	100,0	427,2	100,0	466,1	100,0
3	36,79	7,6	36,38	8,5	32,82	7,0
5	0,786	0,2	1,078	0,3	3,316	0,7
7	3,126	0,6	3,721	0,9	3,721	0,8
9	6,328	1,3	6,745	1,6	3,744	0,8
11	1,36	0,3	0,696	0,2	1,008	0,2
13	2,289	0,5	2,441	0,0	2,844	0,6
15	1,598	0,3	3,046	0,0	2,076	0,4
17	1,095	0,0	1,072	0,0	1,113	0,0
19	1,373	0,0	0,48	0,0	0,664	0,0
THD	7,8%		8,8%		7,2%	
I_{ef}	486,26		428,84		467,31	





Notas:

1) Un alto porcentaje del flujo de dispersión que fluye axialmente en y entre las bobinas es atraído radialmente hacia dentro en los extremos de los arrollamientos porque hay un camino de baja reluctancia a través de la pata central del núcleo en vez del espacio de permeabilidad unidad fuera de los arrollamientos. Como resultado, la mayor magnitud de la componente radial de la densidad de flujo disperso (mayor pérdida de Foucault) se produce en las regiones extremas del devanado interior. A menos que se aclare lo contrario, el devanado interior se puede suponer que es el de baja tensión



IntegraCIER

Congreso Iberoamericano de Energía

10 al 12 de noviembre de 2014

Punta del Este - Uruguay





Trabajo:

Hidrología en Centrales Hidroeléctricas

Autor:

Diego Giraldo Gomez - Tecnólogo Electromecánico

E-mail: digiraldo@isagen.com.co

Empresa:

ISAGEN S.A. E.S.P

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano de Energía

Resumen

Los generadores de energía hidráulica en su constante evolución para producir energía de una forma más eficiente de la mano con el medio ambiente, se han visto en la necesidad de adoptar la hidrología como ciencia para estudiar el comportamiento y distribución temporal del agua como recurso indispensable para el negocio, garantizar condiciones ambientales y proveer información para el análisis de seguridad de presas. Sin embargo, no podría afirmarse sobre un estándar o aplicación específica de la hidrología para centrales hidroeléctricas ya que las diferentes aplicaciones varían por las condiciones operativas y requerimientos ambientales mencionados anteriormente y que adicionalmente cambien de acuerdo con el proyecto u objetivos de cada agente generador. Ante esta situación, ISAGEN ha conformado varios equipos de trabajo con el fin de dedicar sus esfuerzos a adaptar el estado del arte de la hidrología a las necesidades que la empresa enfrenta. Un ejemplo de esto ha sido el desarrollo efectuado en la Central Mie I, en la cual, desde el 2002 en grupo encargado empezó un proceso de aprendizaje que inició entendiendo el comportamiento básico de la cuenca, definiendo sitios para las estaciones

de medición y adaptando a las condiciones de la Central la tecnología disponible en su momento. Este proceso continuó al reevaluar estos procesos bajo el concepto de costo-beneficio, lo que llevo al grupo encargado de estas actividades a buscar nuevas alternativas y llenar los baches encontrados hasta el momento. En este proceso, la hidrología en ISAGEN pasó de mediciones con equipos electromecánicos y observadores de información en sitio a equipos electrónicos con capacidad de almacenar datos y estaciones con sistemas de medición horaria y transmisión radial y satelital con regularidad horaria. Adicionalmente, este proceso ha llevado una sinergia entre ISAGEN y los contratistas y personal de la región que ISAGEN entrena y capacita para prestar los servicios de mantenimiento de estos equipos y estaciones y aún más importante, la ejecución de labores de batimetría, aforos de caudal y recopilación - correlación de datos en sitio. Toda esta evolución y trabajo es lo que este artículo pretende presentar, en donde los objetivos no son estáticos y constantemente evolucionan para mejorar la calidad de la información y mejorar la competitividad de ISAGEN ante el mercado energético.

1. Introducción

Para ISAGEN la aplicación de la Hidrología ha tenido un grado de importancia alta como medio para cuantificar la materia prima en los centros productivos y para el cumplimiento legal con las autoridades ambientales. Este artículo describe la forma en la que ha evolucionado la hidrología en ISAGEN, las diferentes aplicaciones actuales y la visión futura en relación a este tema. Adicionalmente, además de presentar la evolución de estos dos temas en ISAGEN, el artículo hará énfasis de cómo estos temas han sido abordados en la Central Miel I. El objetivo principal de este artículo es presentar a los distintos grupos de interés dentro y fuera de la organización la importancia que ha tomado la gestión hidrológica en su constante evolución dentro del proceso de producción de energía.

2. Definiciones

Es importante conocer algunas definiciones relacionadas con el tema para facilitar la comprensión del presente artículo.

Cuenca Hidrográfica

Una cuenca hidrográfica es el área de drenado natural de agua hacia un embalse o reserva. ISAGEN monitorea sus aportes y reservas identificando puntos estratégicos en las cuencas para medir diferentes variables como niveles, caudales, precipitación, temperatura entre otras variables fundamentales para la operación de sus centrales hidroeléctricas. Entre más precisa sea la información medida en las cuencas hidrográficas, es más eficiente el aprovechamiento del recurso hídrico para la operación de las plantas y la oferta diaria en la bolsa de energía.

Estaciones hidrológicas

Los puntos estratégicos donde ISAGEN recopila información son denominados estaciones hidrológicas y su arquitectura depende de la variable a medir. Para el caso de niveles y caudales, las estaciones reciben el nombre de estaciones hidrométricas y es allí donde son ejecutadas las mediciones más importantes aplicando otra rama de la ciencia denominada la hidrometría.

Adicionalmente, existen estaciones climatológicas donde es registrada información relacionada con el clima como la precipitación, humedad

relativa, temperatura, radiación solar, velocidad y dirección del viento, entre otros parámetros con de investigación. Ver Figura 1.

Hidrometría

La hidrometría es una parte de la hidrología utilizada para medir el volumen de agua que circula por los cauces de los ríos en determinado tiempo. En ISAGEN son monitoreados todos los ríos asociados a las cuencas hidrográficas de los embalses en cada centro productivo. Existen estaciones hidrométricas con propósitos operativos y estaciones hidrométricas con propósitos ambientales. Estas últimas por lo general se encuentran aguas abajo de las presas o trasvases y son fundamentales para corroborar el cumplimiento legal con las autoridades ambientales.



Figura 1: Estación Hidrológica

Telemetría

La telemetría es una tecnología utilizada para transmitir información de un lugar a otro. Una red de telemetría es el conjunto de estaciones que son operadas desde un centro de control en las Centrales Hidroeléctricas con el apoyo de un software especializado que ayuda a obtener información de un sitio remoto de forma automática.

3. Desarrollo de la Hidrología e Hidrometría en Isagen

No existe un estándar o aplicación específica de la hidrometría e hidrología para centrales hidroeléctricas ya que las diferentes aplicaciones varían por las condiciones operativas, requerimientos ambientales características del proyecto u objetivos de cada agente generador.

A continuación, por medio de preguntas el artículo presentará la evolución y desarrollo de la hidrometría e hidrología en ISAGEN.

¿En qué afecta la hidrometría los objetivos de un agente generador?

La hidrometría está implícita en muchos aspectos de un proyecto hidrológico. Uno de estos casos son los requerimientos ambientales. El cumplimiento de caudales ecológicos es un asunto prioritario para poder operar una Central Hidroeléctrica. En este caso si no se tiene un método o procedimiento para garantizar el cumplimiento, un agente generador podría perder la licencia otorgada por la autoridad competente.

Otro aspecto en que la hidrometría es fundamental para un proyecto es la precisión y calidad de la información utilizada para diseñar y operar las centrales hidroeléctricas. Estas mediciones son el primer paso de un proyecto determinando la viabilidad de construir una central hidroeléctrica. Las mediciones hidrométricas determinan si el proyecto es viable desde el punto de vista hidrológico, es decir, definir si la zona tiene suficientes aportes hídricos para mantener un embalse operativo. La labor de recopilar información puede ser de años dado que es necesario construir series hidrológicas las cuales contienen datos desde las primeras mediciones y con base a esta información pueden hacerse análisis estadísticos para diseño y operación eficiente. La calidad de esta información es la que determina la precisión necesaria para operar la central. Información exacta permite conocer la cantidad de aporte hídrico día a día y por ende, proveer información precisa para la oferta en la bolsa de energía.

Por lo anteriormente descrito es fundamental minimizar cualquier error en las mediciones ya que este será heredado en la serie causando imprecisiones en la información. Es por esto que ISAGEN en los últimos años ha adoptado nuevas

tecnologías de medición buscando la mejor precisión posible para obtener información cien por ciento confiable.

¿Cuál era el mayor obstáculo en el proceso de medición?

Como fue explicado anteriormente, la hidrometría provee una gran cantidad de información y datos, los cuales son la materia prima para aplicar los conceptos de hidrología. Por lo tanto, la hidrología e hidrometría aplicada en ISAGEN tenían la falencia de carecer de una forma efectiva de almacenar y enviar la información desde su sitio de toma al personal encargado de su procesamiento para la operación eficiente de la Central Hidroeléctrica. En vista de las dificultades para obtener información de forma oportuna, ISAGEN fue desarrollando sistemas eficientes que desde el punto de vista hidrológico respondieran a las necesidades de los grupos de interés.

¿Cómo ha sido la historia de los equipos de hidrometría en ISAGEN?

La hidrometría en una estación hidrológica consiste en dos grupos, mediciones hidrométricas y recopilación o envío de la información.

En el pasado cuando se necesitaba registrar datos de una estación hidrológicas, ISAGEN se apoyaba en personas residentes en la zona para que tomaran lecturas en horarios específicos. Estas personas llamadas observadores llenaban una planilla con los niveles del río y posteriormente era entregada para convertir los niveles a caudales y así se construían las series o se analizaba la información con grandes retrasos de tiempo.

Posteriormente, la evolución tecnológica ofreció equipos electromecánicos muy precisos que podían registrar las variaciones del nivel río con resolución horaria en una gráfica en papel. Este método ofrecía mayor detalle pero de igual forma había que visitar los sitios a recuperar la información para analizarla con la posibilidad de encontrar el equipo bloqueado y la información perdida. Todo esto generaba incertidumbre en la calidad de las series hidrológicas por la falta de información.

Adicionalmente, para realizar aforos de caudal, proceso de verificación de la sección hidráulica del río, existían pesados equipos para transportar y manejar, los cuales debían ser introducidos en el río con lastres de plomo para no ser arrastrados por la fuerza de la corriente. Ver Figura 2. Por ser equipos electromecánicos con partes

móviles su precisión dependía de calibraciones en canales hidráulicos certificados (frecuencia trimestral) y requerían un mantenimiento mayor. Estos equipos brindaban una precisión cuestionable pero era la tecnología disponible y era usada utilizando tiempo y recursos adicionales para disminuir los errores.

Estas tecnologías aún son utilizadas por algunas entidades en el país en vista de los altos costos de la nueva tecnología y también de acuerdo con la precisión que requieran los usuarios.



Figura 2: Equipos convencionales para aforos de caudal.

¿Cómo ha sido la historia de la telemetría en ISAGEN?

ISAGEN en vista de la necesidad de disponer de información oportuna para la operación eficiente de sus embalses, adquirió el primer sistema de telemetría satelital aproximadamente hace 10 años. Este complejo sistema disponía de plataformas colectoras de datos (DCP) capaces de almacenar información de forma local y enviar vía satélite cada 3 ó 4 horas. Estas plataformas contaban con sensores de nivel tipo presión hidrostática y pluviómetros para recolectar las principales variables necesarias. Toda esta información era recibida en una estación terrena ubicada en Medellín y podía consultarse mediante sistemas de información e internet. Este sistema satelital era completamente autónomo al alimentarse con energía solar y tener bajo consumo. Esto lo convirtió en un sistema muy confiable al momento de enviar información por largos periodos de tiempo.

El salto tecnológico de pasar de observadores y equipos convencionales a un sistema completamente electrónico y automático tubo gran acogida en la organización a tal punto de identificarse la necesidad de un sistema de respaldo. La alternativa fue instalar la primera red de telemetría radial, la cual ofreció una serie de ventajas con relación al sistema satelital.

El nuevo sistema de telemetría radial estaba compuesto por radios de comunicación que normalmente eran usados en vehículos y en las mismas centrales hidroeléctricas para comunicaciones por voz. Con esta experiencia, en las estaciones hidrológicas fueron instaladas las unidades remotas de transmisión (RTU) conectadas al radio mediante un modem. Estas plataformas no almacenaban datos de forma local pero si permitían la comunicación en tiempo real con la estación maestra en las Centrales Hidroeléctricas. Estos equipos también contaban con sensores de nivel tipo presión y pluviómetros para medir las principales variables de nivel y precipitación. La información era solicitada de forma automática por la estación maestra cada 10 minutos.



Figura 3: Obras Civiles de una estación hidrométrica.

El montaje de esta red de telemetría radial demandó una infraestructura con estaciones repetidoras hasta de 50 metros de altura y estaciones remotas con torres de 20 metros para facilitar la comunicación entre estaciones. Ver Figura 3. Sin embargo por problemas de propagación de onda y otros factores, la comunicación se veía interrumpida por lapsos de tiempo y la información no era posible recuperarla, para estos casos la telemetría satelital cubría los periodos faltantes.

A pesar de este inconveniente, la información en tiempo real facilitaba la toma de decisiones dando cada vez más importancia al sistema radial a tal punto que terminó como sistema principal y el sistema satelital pasó a ser el respaldo.

El sistema radial, al convertirse en el sistema principal de envío de datos, inicio su proceso de fortalecimiento. El sistema principal por tener radios con comunicación de voz, tenía un consumo elevado de corriente lo que obligó a instalar baterías de mayor capacidad y paneles solares para transmitir durante el día y noche con la energía almacenada en las baterías. Este sistema radial era más grande y con más equipos electrónicos que

requerían mayor atención y cuidado. Ante esto, ISAGEN decidió aliarse con empresas contratistas de la región para contar con personal entrenado para la operación y mantenimiento de los mismos con el fin de garantizar el óptimo funcionamiento.

Como ventaja adicional del sistema radial, ISAGEN instaló una red de alertas tempranas en puntos estratégicos de las cuencas con el fin de activar sirenas de forma remota o automática que avisaban a la comunidad cercana en caso de grandes crecientes por los ríos afluentes a los embalses.

4. Evolución de la Hidrología e Hidrometría en la Central Miel I

Después de definir la hidrometría e hidrología en ISAGEN como pieza fundamental para la operación de las centrales y de presentar un corto resumen de cómo estas prácticas y tecnologías fueron desarrolladas en ISAGEN, el siguiente paso es presentar el estado actual de estas prácticas y como han sido enfrentados los problemas particularmente en la Central Miel I.

Hidrometría e hidrología en la Central Miel I

Ante la necesidad para obtener información oportuna y confiable, ISAGEN ha conformado varios equipos de trabajo con el fin de dedicar sus esfuerzos a adaptar la hidrometría, hidrología y la transmisión de datos a las necesidades que la empresa enfrenta. Un ejemplo de esto ha sido el desarrollo efectuado en la Central Hidroeléctrica Miel I, en la cual, desde el año 2002 el grupo encargado empezó un proceso de aprendizaje que inició entendiendo el comportamiento básico de la cuenca, definiendo sitios para las estaciones de medición y adaptando el estado del arte a las condiciones de la Central.

Adicionalmente, la Central Miel I fue el primer centro productivo de ISAGEN que debía cumplir un caudal ecológico lo que significó enfrentar nuevos retos para los encargados de la gestión hidrológica.

La Central Miel I enfrentó la necesidad de reevaluar los procedimientos definidos en ISAGEN bajo el concepto de costo-beneficio, lo que llevó al grupo encargado de estas actividades a buscar nuevas alternativas y llenar los baches encontrados para las condiciones de la Central Miel I. Paralelamente

al desarrollo de la hidrología, el grupo a cargo de esta actividad inició el proceso de adaptación del almacenamiento y transmisión de datos en el cual, como ya fue mencionado anteriormente, paso de observadores en sitio y registro en libretas de campo a sistemas de almacenamiento y transmisión automática en periodicidad horaria y hasta en tiempo real.

La Central Miel I en su análisis encontró que para alcanzar los objetivos relacionados con la calidad de la información no solo basta con los equipos de última tecnología sino también hacen falta recursos humanos con el entrenamiento apropiado y un alto grado de sensibilización con el trabajo, el medio ambiente y el destino final de la información medida. Para ISAGEN y particularmente para la Central Miel I es un gran reto conseguir en el mercado laboral personal con la formación académica que pueda abarcar todo el tema de la gestión hidrológica por la cantidad de conocimientos que se requieren en materia de análisis de información, hidrometría, obras civiles, equipos electromecánicos, telecomunicaciones y otras materias. Ante esto, ISAGEN optó por formar alianzas con contratistas de la región y consolidar grupos con diferentes formaciones y capacitar de forma permanente con el fin de fortalecer el conocimiento y hacerlo colectivo. Ver Figura 4.

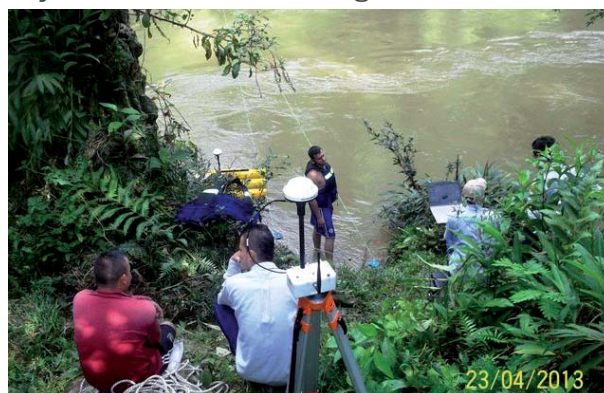


Figura 4: Personal entrenado realizando trabajos en campo.

Trabajo de campo

Una estación hidrométrica debe estar ubicada en un punto estratégico siguiendo criterios de la Organización Meteorológica Mundial con el fin de que el flujo constante del agua y las crecientes no afecten de manera significativa la sección del río. Sin embargo encontrar lugares apropiados no es tan fácil en ríos de montaña obligando a construir estaciones en lugares con las características más similares a lo requerido.

Con este panorama, todas las mediciones hidrométricas por lo general son realizadas en lugares remotos con condiciones extremas de acceso por lo que es necesario definir una logística técnica, seguridad y salud ocupacional para todos los involucrados en el trabajo de campo. Cómo esta actividad es permanente, ISAGEN con apoyo de contratistas y profesionales de la región visitan las estaciones hidrométricas y realizan mediciones con periodicidad bimensual siguiendo criterios de calidad y compromiso definidos para estas tareas.

Aforos de caudal y topografía de la sección

La actividad más común ejecutada en una estación son los aforos de caudal. Los aforos consisten en medir la cantidad de agua que está pasando por la sección del río en un tiempo determinado y con un nivel del río definido. Por lo general, los resultados son obtenidos en caudal con unidades de m^3/s para los ríos grandes y en l/s para las corrientes más pequeñas. Los ríos en respuesta al ciclo del agua y fenómenos climáticos suben y bajan sus niveles en diferentes épocas del año siendo necesario hacer aforos de caudal en diferentes alturas para poder obtener una herramienta llamada curva de calibración la cual sirve para poder calcular el caudal con tan solo tomar la lectura del nivel del río.

Para tener una curva de calibración precisa se requiere una gran cantidad de aforos en campo y un análisis detallado en oficina. Adicionalmente es necesario complementar las mediciones con la topografía de la sección del río. Esta actividad consiste en medir con precisión la forma geométrica de toda la sección del río para conocer su área y poder realizar un procedimiento llamado extrapolación de curvas y así poder calcular caudales altos de crecientes que pueden presentarse. Ver Figura 5.

El principio básico de medición es simple; consiste en conocer el área de la sección de un río a determinada altura y la velocidad a la cual se desplaza el flujo y el producto de estas dos variables da como resultado el caudal. (Caudal m^3/s = Área m^2 x Velocidad m/s)

Estas variables son extremadamente sensibles a los cambios en la sección del río por lo que las curvas de calibración pierden precisión en el tiempo. Detectar estos cambios es un gran reto para mantener la precisión de la información considerando

que la Central Miel I cuenta con un número importante de estaciones hidrométricas.

Esta es la razón por la cual la hidrometría e hidrología es una actividad permanente por la misma dinámica de los ríos y su degradación por el paso constante del agua y las crecientes recurrentes.



Figura 5: Seguimiento topográfico a la sección de un río.

Equipos de Aforos. Actualización de tecnología

Como fue ilustrado en puntos anteriores, los equipos y procedimientos para hacer mediciones en las estaciones tenían varias limitaciones. La misma necesidad de los usuarios de equipos hidrométricos llevó a las empresas pioneras de la industria a desarrollar tecnologías más amigables, livianas y precisas. Este es el caso de los perfiladores acústicos de efecto Doppler (ADP) los cuales se están dando a conocer en el mercado y están teniendo gran impacto positivo en la calidad de la información. Ver Figura 6. ISAGEN como empresa innovadora adquirió equipos de aforo de última tecnología para sus centrales hidroeléctricas haciendo un salto tecnológico enorme que ahora está brindando información hidrométrica de mejor calidad y con un recorte considerable de recursos que implicaba la tecnología anterior para la operación del negocio y el cumplimiento legal.



Figura 6: Perfilador Acústico Doppler (ADP).

El funcionamiento básico de estos equipos es similar al usado en los radares de velocidad por principio Doppler y es capaz de medir con alta precisión la velocidad a la cual se desplazan las partículas suspendidas en el agua y al mismo tiempo las profundidades y la distancia de la sección que se esté midiendo. En resumen, anteriormente ISAGEN utilizaba un equipo electromecánico con partes móviles y ahora un equipo electrónico computarizado que puede operarse a distancia y se ajusta automáticamente a las condiciones del agua.

El equipo está compuesto por una embarcación pequeña y un hardware instalado en la parte central el cual queda sumergido y mediante unos transducer emite señales acústicas que rebotan en las partículas y regresan en milésimas de segundos. Estas señales son interpretadas por un software que puede procesar la información en tiempo real y mostrarla en pantalla al operador. Después de realizar un desplazamiento con el equipo ADP por toda la sección del río puede obtenerse el dato de caudal de forma inmediata. Ver Figura 7.

Para obtener información de calidad debe hacerse un ajuste previo ingresando variables importantes del sitio que se va a medir y aplicar los criterios acorde con las formas geométricas de la sección y condiciones del agua. Adicionalmente, el equipo al estar sobre la superficie del agua lejos de un operador debe ser asistido de forma remota desde la orilla utilizando la tecnología Bluetooth y en algunos casos con sistema de posicionamiento global GPS para brindar precisión en la medición de distancias.

El principio de los cálculos siempre será el mismo de los métodos tradicionales midiendo las áreas y las velocidades para determinar el caudal pero en este caso las mediciones son mucho más rápidas y más precisas.

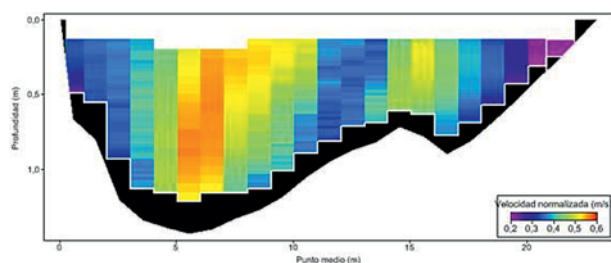


Figura 7: Resultado de un aforo de caudal – Perfil y velocidad.

Redes de telemetría

Para el proceso de operación de una central no es solo necesario garantizar las medidas en campo, es fundamental contar con esta información en tiempo real. El proceso mencionado anteriormente de aforos y demás provee las ecuaciones y método para procesar los datos que minuto a minuto pueden obtenerse de las estaciones. Sin embargo, es necesario transmitir desde las estaciones en tiempo real todo los datos que una estación hidrológica pueda recopilar.



Figura 8: Estaciones de telemetría radial y satelital.

Central Miel I cuenta con dos redes de telemetría; un sistema principal que envía información por radiofrecuencia y un sistema satelital que envía información por satélite. Si bien el segundo es más utilizado a nivel mundial por ser compacto y no tener límites en distancias tiene la limitante de solo enviar información cada hora ya que por la cantidad de usuarios en el mundo existen restricciones de tiempo asignadas por la NOAA entidad encargada de administrar el Satélite Geoestacionario GOES.

La telemetría radial es el sistema principal utilizado por ISAGEN y en sus centros productivos se han realizado importantes desarrollos para cubrir sus necesidades convirtiéndose en una empresa pionera en esta materia.

Básicamente una red de telemetría radial consiste en instalar equipos que registren información en un punto específico y hacerla pasar por estaciones repetidoras hasta llegar a una estación maestra que procesa la información. Una de las grandes ventajas es que la comunicación puede viajar en las dos direcciones permitiendo enviar comandos remotos como la activación de una sirena entre otros. Existen estaciones repetidoras con más de 30 metros de altura instaladas en los puntos más altos de

la cuenca lo que permite la comunicación con las estaciones más lejanas. En las estaciones remotas existen obras civiles con diseños específicos y la función principal es proteger los equipos de telemetría. El mantenimiento de obras civiles, equipos electromecánicos y las actividades de hidrometría son combinados para optimizar los recursos aprovechando los desplazamientos a los sitios remotos.

La nueva telemetría radial

En el año 2007 el sistema de telemetría radial ya se encontraba obsoleto y los repuestos para las unidades remotas de transmisión no era posible adquirirlos, fue entonces cuando surgió la necesidad de un nuevo sistema de telemetría radial.

El equipo principal y cerebro de una estación hidrológica es el Datalogger, el cual maneja un algoritmo de programación capaz de interpretar señales eléctricas y hacer cálculos matemáticos para las diferentes variables. Ver Figura 8. Una de las ventajas con relación al sistema anterior es el almacenamiento de datos de forma local lo cual permite seguir registrando datos en caso de que se pierda la comunicación con la estación base.



Figura 9: Estación con datalogger, radio, modem y batería.

El Datalogger o cerebro principal de la estación está conectado a un modem que codifica la información y mediante un radio de comunicación envía los datos a través de las estaciones repetidoras hasta que lleva a la estación base receptora en la Central Hidroeléctrica. La estación base está conectada a un servidor con un software que procesa la información entrante y controla todas las estaciones que se encuentran conectadas en red.

Una de las ventajas es la interfaz de visualización de datos entre otras funciones personalizables,

esto abre las posibilidades a crear herramientas de medición y análisis de acuerdo con las necesidades de cada usuario.

Adicionalmente, para medir las variaciones de nivel, dato utilizado en conjunto con las ecuaciones definidas con los aforos de caudal y sección topografía, son utilizados sensores tipo radar los cuales envían una onda que rebota en la superficie del agua y con precisión miden el nivel del río. Ver Figura 9 y 10. En el transcurso del tiempo, los sensores de nivel tipo radar han demostrado ser más confiables por no tener contacto directo con el agua a diferencia de los sensores tipo presión hidrostática que funcionan sumergidos y su precisión es afectada por la calidad del agua y niveles de sedimentación.



Figura 10. Estación con sensores de nivel tipo radar.

Los sensores de nivel tipo radar han marcado un paso importante incluso en el diseño de nuevas estaciones hidrométricas porque estas ya no requieren pozos de quietamiento y los sensores pueden funcionar en canales abiertos instalados en pequeñas torres con brazos retractiles a la orilla de los ríos. Las últimas estaciones instaladas en ISAGEN, especialmente en la central Hidroeléctrica la Miel I han demandado bajos costos porque las estructuras diseñadas para cada sitio son fabricadas en el mismo centro productivo incluso con materiales reutilizados. Estos nuevos conceptos de estaciones conservan el principio de funcionamiento al tiempo que garantizan la calidad de la información y los costos son muy bajos.



Figura 11: Estación automática con sensor de radar

La nueva telemetría satelital

Desde el año 2011 ISAGEN comenzó un proyecto de modernización de equipos de telemetría satelital después de más de 10 años de operación del anterior sistema y visualizando la expansión y entrada en operación de nuevos centros productivos. El nuevo sistema funciona con el mismo principio pero la frecuencia de transmisión es horaria. Ver Figura 11. Este sistema juega un papel muy importante en cuencas tan grandes que no pueden ser cubiertas en su totalidad por telemetría radial como la de la Central Hidroeléctrica Sogamoso.



Figura 12: Estación satelital para medir nivel y precipitación.

Principales desarrollos en materia de telemetría radial

Una de las principales ventajas con relación al sistema de telemetría radial, es la forma en que

permite moldearse a las necesidades de los usuarios las cuales varían de acuerdo con los requerimientos de cada Central Hidroeléctrica. Cuando el nuevo sistema de telemetría en la Central Miel I entró en funcionamiento, solo se recibían variables de nivel y precipitación pero en el tiempo fue necesario integrar nuevos cálculos para brindar información más completa para la toma de decisiones.

Los desarrollos más importantes en la telemetría radial están basados en programación e integración de nuevos equipos compatibles con el sistema. Ahora pueden visualizarse mayor número de variables como caudales, vertimientos, volumen, energía almacenada, parámetros de calidad de agua entre otras gracias a los cálculos matemáticos mediante ecuaciones ingresadas en la programación de los equipos. Ver Figura 12. También hay un mejor control desde el punto de vista del mantenimiento preventivo al momento de monitorear el estado de la red permitiendo visualizar el consumo de energía, estado de fuentes de alimentación, fallas de comunicación entre otras.

Adicionalmente, el sistema está en capacidad de analizar varios sensores que miden una misma variable e identificar cuál de ellos presenta fallos con base a unos criterios previamente establecidos. De forma automática el sistema puede elegir cual es el mejor sensor y mantenerlo como principal o de forma remota el operador puede hacer la selección manual para conmutar entre un sensor y otro.

Otra avance logrado con el sistema radial es poder monitorear el estado del sistema de respaldo (satelital) brindando información oportuna antes de que una estación deje de funcionar permitiendo actuar a tiempo, así mismo puede auto diagnosticarse y enviar alertas al operador encargado de la red.

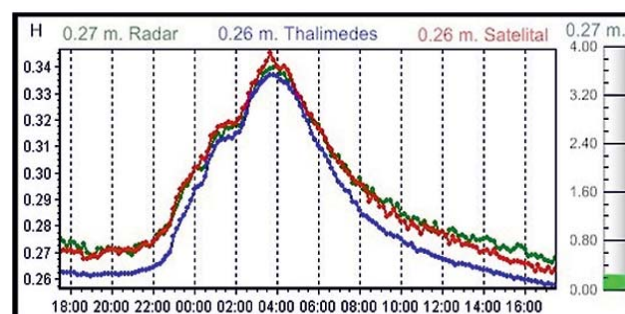


Figura 13: Visualización de equipos en el sistema radial.

El sistema de alertas temprana también es uno de los avances vinculados al sistema de telemetría radial permitiendo monitorear los caudales de los ríos asociados al embalse y otros ríos no controlados que puedan afectar las comunidades aguas abajo de las presas. Cuando los caudales superan ciertos valores previamente identificados, las estaciones alertan al operador quien puede iniciar un protocolo de emergencias ante posibles inundaciones.

Finalmente, otro avance importante fue la integración para envío de mensajes de texto permitiendo la comunicación entre el operador y el personal de campo en las estaciones que no tienen cobertura de celular o radio para comunicación de voz. Ver Figura 13.

- Monitoreo y control de sistemas de alertas en zonas con riesgo de inundaciones.

El desarrollo de estos procesos ha logrado una sinergia entre ISAGEN y los contratistas y personal de la región que ISAGEN entrena y capacita para prestar los servicios de mantenimiento de estos equipos y estaciones y aún más importante, la ejecución de labores de batimetrías, aforos de caudal y recopilación de datos en sitio. Finalmente, y como conclusión remarcable de este artículo, es fundamental presentar como la fusión de la hidrometría y la telemetría hacen que el sistema de toma, almacenamiento y transmisión de datos sea efectivo a las necesidades de ISAGEN.

ISAGEN seguirá a la vanguardia de la nueva tecnología con el fin de seguir mejorando la forma en que se realizan mediciones hidrométricas y la forma en que se llevan los datos a sus centros productivos. Estas dos grandes dimensiones de la hidrometría y telemetría seguirán marcando la ruta para que hidrología evolucione en un trabajo conjunto y sensibilizado entre Contratistas, Proveedores e ISAGEN. Las personas involucradas en este trabajo seguirán siendo el motor que impulsa el desarrollo de estas materias pues nada fuera posible sin el esfuerzo y compromiso de grupos de personas comprometidas que día a día aportan un grano de arena con ingredientes específicos para el desarrollo de ISAGEN.

Cada centro productivo que llegue a su etapa de operación será más fácil de incorporar por la misma experiencia alcanzada haciendo que todo fluya más rápido y eficientemente. Las Centrales Hidroeléctricas siempre necesitarán realizar una buena gestión sobre el recurso hídrico para optimizar su aprovechamiento y al mismo tiempo cuidar el medio ambiente y cumplir con las obligaciones legales. ISAGEN seguirá con su compromiso y disposición al cambio en función de seguir generando energía de la mejor calidad.

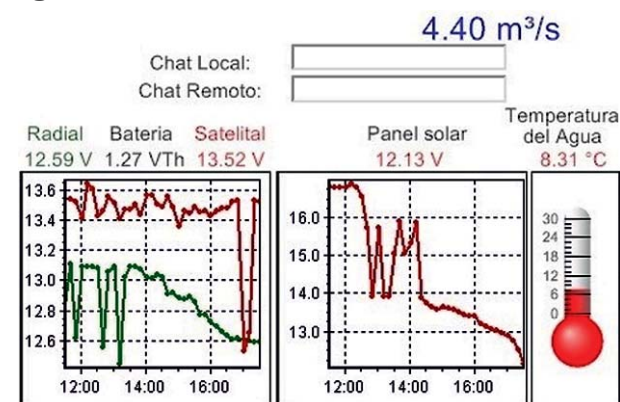


Figura 14: Chat integrado al sistema radial.

5. Conclusiones y Resultados

En el pasado era más difícil obtener información de una cuenca hidrográfica para administrarla por las limitaciones tecnológicas y las mediciones de caudal en cualquier corriente tenían alta incertidumbre lo que significaba realizar más mediciones para mejorar la precisión. Tampoco se disponía de datos en el momento requerido. Hoy en día ISAGEN es una empresa pionera a nivel nacional en la implementación de sistemas de hidrometría fusionados con sistemas de telemetría permitiendo obtener beneficios como:

- Curvas de calibración confiables.
- Series hidrológicas de buena calidad.
- Información oportuna y de calidad para el cumplimiento ambiental.
- Datos confiables de afluencias en tiempo real para operar el negocio.
- Información oportuna para el análisis de seguridad de presas.

6. Reconocimientos

A los grupos de trabajo que dedican su tiempo a las actividades de campo para que la información llegue a los centros productivos de forma confiable y oportuna.

A los directivos de ISAGEN que han brindado la atención necesaria para que la gestión hidrológica evolucione y se aplique el conocimiento a los nuevos proyectos.

Trabajo:

Optimización del costo del mantenimiento basado en la priorización de la impedancia de puesta a tierra para mejora de la confiabilidad

Autor:

Ricardo M. Arias Velásquez - Ingeniero electricista

E-mail: rarias@rep.com.pe

Empresa:

Red de Energía del Perú S.A.

Cargo: Coordinador de Evaluación del Sistema de Transmisión

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano de Energía

1. Introducción

El uso de técnicas para optimizar y priorizar el mantenimiento de las torres en líneas de transmisión, se ha venido perfeccionando con la utilización de diversas metodologías que permiten capturar información de múltiples variables en gran cantidad de sitios donde se hallan las torres en el mantenimiento, generando una situación crítica a lo largo de las líneas de transmisión; en especial en aquellas que son vulnerables a las descargas atmosféricas en sitios remotos.

El determinar la oportunidad del mantenimiento en actividades con alto impacto y baja incerti-

dumbre de éxito como el mejoramiento del sistema de puesta a tierra en zonas rocosas, volcánicas ó de alta resistividad variable, nos obliga a emplear técnicas de optimización que nos permita atender las torres más vulnerables e impactar positivamente y con alta probabilidad de éxito para contra restar los efectos de las descargas atmosféricas en locaciones de magnitud isoce-
raunico alto.

Las co-variaciones espaciales de las propiedades del suelo (una de las variables más determinantes en lo que respecta a la resistividad de la

superficie) y el índice de fallas, pueden evaluarse a través del análisis de componentes principales clásico (PCA). No obstante, el análisis factorial, también es utilizado para comparar resultados entre los mismos con cálculos medibles y favorables en sistemas.

El procedimiento empleado encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo. Las combinaciones lineales obtenidas (CPs) son ortogonales (independientes) y en conjunto explican toda la variabilidad de los datos originales.

Se dividen los resultados de acuerdo a los componentes existentes en los sistemas de transmisión, para nuestro caso para optimizar e impactar en la efectividad de la resistencia del sistema de puesta a tierra ante descargas atmosféricas, la técnica factorial nos divide los datos en 2 componentes: La primera componente (CP1) explica la variación total en el conjunto de datos y la segunda (CP2), la variabilidad remanente o no explicada por la CP1. La variabilidad construida para nuestro caso de análisis en la línea de transmisión 220kV SE Mantaro – Socabaya, a partir de la primera componente de ambas técnicas, PCA y factorial, fue similar; y nos identificó una segunda componente que determina el éxito de la implementación para mejorar la confiabilidad del sistema, constituyendo una herramienta importante para el mapeo de la variabilidad y la identificación de zonas que pueden ser: homogéneas, críticas o con características que influyen de forma directa sobre las diferentes regiones, ubicadas a lo largo de las líneas de transmisión.

Por tanto con el presente procedimiento se brinda un mayor agregado a la priorización del mantenimiento, logrando establecer los lineamientos y pautas para propiciar el cumplimiento del mantenimiento en el mínimo costo y con alta probabilidad de éxito mejorando la confiabilidad del diseño, optimizando plazos y realizando un mantenimiento más efectivo, detallando directamente la necesidad del mantenimiento, con esto se permite una mejor planificación y prevé la atención ante una probable falla en el sistema en un corto plazo.

Así mismo planificar óptimamente las inversiones altas que las empresas de transmisión de

energía requieren para la mejora de la impedancia del sistema de puesta a tierra, se logra con el presente proyecto, innovando con eficiencia los recursos generando oportunidad con alta probabilidad de éxito empleando las 2 técnicas de optimización estadística para la intervención del mantenimiento.

Los resultados del proyecto en una análisis de 1243 torres en 220kV en la Línea de Transmisión SE Mantaro - Cotaruse - Socabaya, ha demostrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas, mostrando resultados favorables al obtener los recierres exitosos en los tramos intervenidos, mejorando el sistema de protección y permitiendo planificar óptimamente el presupuesto con un Costo/Efectividad de 99.4 % permitiendo optimizar el presupuesto y destinarlo a actividades complementarias o emplearlo como utilidad al finalizar el periodo anual.

2. Objetivos

Este trabajo busca determinar el plan de mantenimiento priorizado para las torres críticas de las Líneas de Transmisión, mediante la aplicación del Análisis de Componentes Principales PCA y Análisis Factorial (Factor) con puntos de medida asociados al elemento a evaluar. De este modo, se prioriza la atención de torres y líneas con probabilidad de falla ante descarga atmosférica para líneas en servicio, determinando los puntos críticos de las redes de energía y disminuir el impacto mejorando la confiabilidad y desempeño ante este evento.

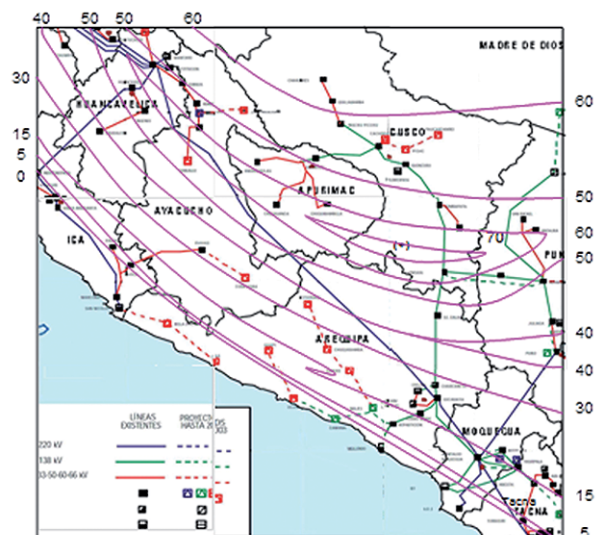


Gráfico 1: Nivel Isoceraunico. Caso estudio (Fuente: REP.)

3.- Introducción

La determinación del mantenimiento para priorizar las torres a intervenir requiere del empleo de nuevas técnicas de análisis, entre las que se encuentran combinaciones de análisis geo estadísticos y multivariados para capturar la naturaleza de la observación espacial multivariada (análisis factorial).



Gráfico 2: Documento de medición en colillas de Puesta a tierra (Fuente: REP.)

En este trabajo se aplicaron un método, mencionado líneas arriba, para analizar datos espaciales multivariados en una base de datos derivada del uso de telurómetros (medición del sistema de puesta a tierra, resistividad del terreno) de precisión, y registros de falla para determinar tasas de falla por sector. Estas variables como tipo de terreno y fallas en el sistema impactan altamente en la priorización de atención para evitar una posible falla funcional; por tanto al detectarse y evaluarse cada componente del problema principal se logra verificar las torres a atender para un mejoramiento y las otras que podrán realizarse con mayor holgura al no ser un factor de falla en el sistema.



Gráfico 3: Documento de medición puesta a tierra (Fuente: REP.)

Iniciemos con la definición de Gestión, la cual nos sirve para dirigir las acciones que constituyen la puesta en marcha concreta de la política general de la empresa, tomar decisiones orientadas a alcanzar los objetivos marcados, por otra parte la Gestión del servicio es un conjunto de responsabilidades y de tareas que deben ser satisfechas para que el servicio sea realizado respetando las condiciones de calidad, de plazo y de coste que se desprenden de los objetivos y de las estrategias de la empresa.

En términos generales, se puede decir que la planificación empleando técnicas de optimización en el control debe servir de guía para alcanzar eficazmente los objetivos planteados con el mejor uso de los recursos disponibles (técnicos, humanos, financieros, etc.). Por ello podemos definir el control de gestión como un proceso de retroalimentación de información de uso eficiente de los recursos disponibles de una empresa para lograr los objetivos planteados.

Los condicionantes de la planificación basada en la optimización para el control de gestión en el mantenimiento:

- El primer condicionante es el entorno. Puede ser un entorno estable o dinámico, variable cíclicamente o completamente atípico. La adaptación al entorno cambiante puede ser la clave del desarrollo de la empresa. Los objetivos de la empresa también condicionan el sistema de control de gestión, según sean de rentabilidad, de crecimiento, sociales y medioambientales, etc.
- La estructura de la organización, según sea funcional o divisional, implica establecer variables distintas, y por ende objetivos y sistemas de control también distintos.
- El tamaño de la empresa está directamente relacionado con la centralización. En la medida que el volumen aumenta es necesaria la descentralización, pues hay más cantidad de información y complejidad creciente en la toma de decisiones.
- Por último, la cultura de la empresa, en el sentido de las relaciones humanas en la organización, es un factor determinante del control de gestión, sin olvidar el sistema de incentivos y motivación del personal.

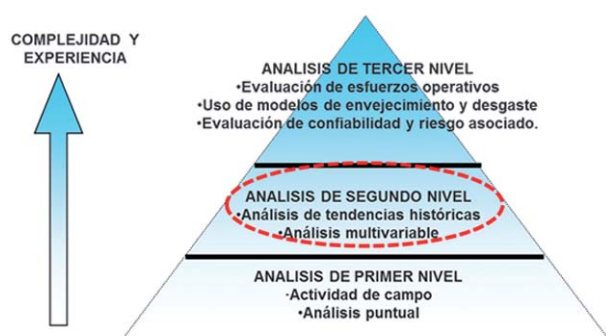


Gráfico 4: Estrategia piramidal en la optimización del tiempo requerido para evaluar condición de equipos (Fuente: REP.)

Para la aplicación emplearemos la Técnica estadística multivariante cuyo principal propósito de sintetizar relaciones reservadas entre un conjunto de variables como una ayuda a la construcción de nuevos conceptos y teorías para ello utiliza un conjunto de variables aleatorias inobservables que llamaremos factores comunes de forma que toda la covarianza y correlaciones son explicadas por dichos factores y cualquier porción de la varianza no explicada por los factores comunes se asigna a términos de error residuales que llamaremos factores únicos o específicos, el análisis factorial puede ser exploratorio o confirmatorio: El exploratorio caracteriza porque no se conoce a priori el número de factores y es en la aplicación empírica donde se determina este número, por el contrario el confirmatorio los factores están fijados a priori utilizando los contrastes de hipótesis para su comprobación.

Finalmente la verificación la realizamos con el método de Análisis de componentes principales, la cual encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo.

Los resultados del proyecto en una análisis de 1243 torres en 220kV en la Línea de Transmisión SE Mantaro – Cotaruse – Socabaya, ha demostrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas, mostrando resultados favorables al obtener los recortes exitosos en los tramos intervenidos, mejorando el sistema de protección y permitiendo planificar óptimamente el presupuesto con un Costo/Efectividad de 99.4 % permitiendo optimizar el presupuesto y destinarlo a actividades complementarias o emplearlo como utilidad al finalizar el periodo anual.

4.- Metodología

4.1.- Datos

Se trabajó con los resultados obtenidos de las mediciones del sistema de puesta a tierra de la interconexión eléctrica Mantaro – Cotaruse – Socabaya.

Se tomaron un total de 1243 torres, siendo 32 observadas por superar el límite máximo permisible de resistencia de puesta a tierra para programar su intervención en mantenimiento.

Las mediciones fueron realizadas por teluómetro de alta precisión ± 0.001 del valor de resistencia y resistividad del terreno; así mismo las torres fueron ubicadas mediante coordenadas WGS 84, y se considera para el estudio las alturas sobre el nivel del mar de cada una de ellas.



Gráfico 5: Teluómetro empleados (Fuente: Medición del sistema de PAT 2013, LT Mantaro – Socabaya)

El historial de desconexión de la línea de transmisión desde el 2004 al 2013 fue considerando dentro del análisis para determinar las fallas en el sistema interconectado; dentro del historial se determinan registro de desconexión por descargas atmosféricas y otras fallas resultado del viento y/u otra condición atmosférica; siendo de mayor implicancia las primeras fallas.

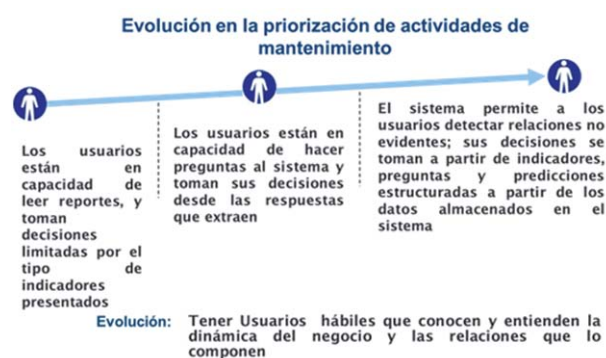
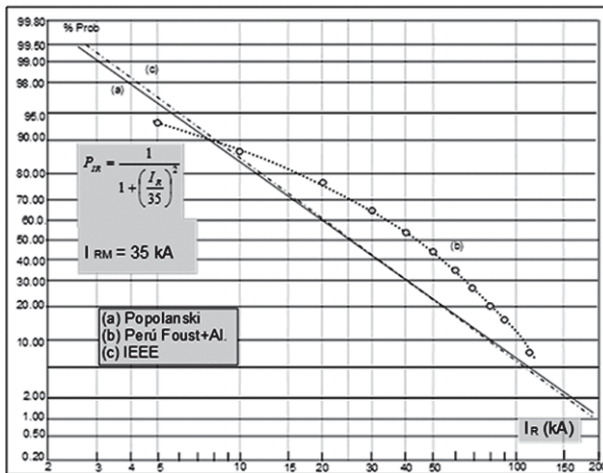


Gráfico 6: Evolución de la priorización de actividades del mantenimiento (Fuente: REP.)



Gráfica 7: Característica de las amplitudes de la corriente de rayo a 4300msnm a lo largo de la Línea Consorcio Transmataro (Fuente: Elaboración propia (Popolanski, Perú Foust e IEEE))

4.2.- Análisis de la metodología

El registro historial por torre de la morfología del terreno nos permite la clasificación de 7 tipos de suelo durante toda la línea de transmisión.

Los datos fueron sometidos a procedimientos de depuración para eliminar valores con alto error de medición. En esta instancia se incluyeron los datos que se encontraban entre la media fl 4 desvíos estándares. Debido a las diferentes resoluciones espaciales de las variables medidas, se promediaron los datos de la resistividad del terreno; que se encontraban dentro de un radio de 8 m desde cada torre de transmisión donde se había registrado la variable de Resistencia del sistema de puesta a tierra. Se asignaron las medias de estas variables a cada uno de los sitios de medición de Resistencia del sistema de puesta a tierra. Este procedimiento se realizó utilizando los software SPSS (21) e STATISTICS (7). La base de datos resultante estuvo conformada por n = 32 sitios (filas) y p = 6 variables (columnas).

4.3.- Procedimiento de análisis

4.3.1.- Análisis de componentes principales

Encuentra los pesos o ponderaciones para cada variable con el fin de construir combinaciones lineales de variables capaces de maximizar la varianza entre los sitios de muestreo. Las combinaciones lineales obtenidas (CPs) son ortogonales (independientes) y en conjunto explican toda la variabilidad de los datos

originales. La primera componente (CP1) explica la mayor parte de la variación total en el conjunto de datos y la segunda (CP2), la mayor parte de la variabilidad remanente o no explicada por la CP1.

Torre	Resistencia 2013	Resistencia 2002	Resistividad terreno 2013	Altura sobre nivel del mar	Dureza del terreno	Fallas en el sistema
T-379	42,16	15,40	767,00	2537,93	5,00	,50
T-384	25,74	18,60	1320,00	3102,64	5,00	,00
T-388	28,18	7,61	652,00	3424,65	6,00	,00
T-394	25,76	20,58	1150,00	3869,50	3,00	,00
T-420	25,10	34,00	1310,00	3887,75	6,00	,00
T-453	44,44	53,00	3570,00	3915,20	5,00	,00
T-454	68,40	22,40	5790,00	3958,62	5,00	,00
T-455	31,54	15,30	7710,00	3987,60	5,00	,50
T-456	85,42	19,60	11000,00	4019,67	5,00	1,00
T-457	96,90	12,40	16210,00	3965,94	5,00	,50
T-473	25,08	26,00	934,00	4092,07	5,00	,00
T-488	27,36	25,00	1160,00	3955,53	5,00	,00
T-492	26,02	15,75	5302,00	3962,64	5,00	,00
T-495	28,01	6,70	19100,00	3983,35	5,00	,00
T-498	46,12	5,50	2780,00	4081,48	5,00	,00
T-499	42,82	10,30	3550,00	4053,95	5,00	,00
T-500	41,50	14,73	13100,00	3932,41	5,00	,00
T-508	25,02	100,00	6020,00	3825,36	5,00	,00
T-509	33,66	16,58	4500,00	3824,70	5,00	,00
T-518	38,80	100,00	32500,00	3775,66	7,00	,50
T-519	40,74	37,20	4210,00	3778,14	7,00	,50
T-521	30,04	6,50	7760,00	3761,01	7,00	,50
T-530	26,46	13,06	2750,00	3884,57	5,00	,50
T-532	27,20	31,00	700,00	3955,41	5,00	,50
T-535	26,52	14,80	5690,00	3978,22	5,00	,50
T-536	25,02	12,50	2990,00	3931,92	5,00	,50
T-566	38,23	15,60	7120,00	4451,81	5,00	,00
T-569	65,42	7,80	31000,00	4335,93	5,00	,00
T-571	61,20	40,50	117000,00	4420,34	5,00	,00
T-572	239,80	114,25	31100,00	4485,24	5,00	,00
T-573	89,84	250,00	47200,00	4469,60	5,00	,00
T-574	68,48	67,00	175000,00	4259,06	5,00	,00

Gráfica N° 08-a: Base de Datos correspondiente a las Torres Críticas para la Atención de Mantenimiento, a lo largo de la LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 220kV L2052/L2051 (Fuente: Elaboración propia)

En la calificación de las fallas presentadas en la línea de transmisión se aprecian en la figura 08-b:

	FALLAS			MONOFASICAS						POLIFASICAS		
	TOT	MONOF	POLIF	TOT	REC	TOT	REC	2L	REC	1L	2L	REC
2000	3	1	2	1	1	0	0	0	0	0	2	0
2001	18	16	2	10	6	6	1	1	0	0	2	1
2002	18	13	5	10	6	3	3	0	0	2	3	1
2003	28	23	5	15	15	8	6	1	4	1	4	0
2004	32	27	5	18	18	9	7	2	2	3	3	0
2005	19	16	3	6	6	3	1	1	1	1	2	0
2006	29	20	9	8	8	1	1	0	1	3	3	1
2007	28	23	5	14	13	9	3	5	3	2	0	0
2008	15	10	5	9	8	1	1	0	2	3	0	0
2009	14	13	1	13	12	0	0	0	1	1	0	0
2010	12	10	2	6	5	4	2	1	0	2	0	0
2011	8	4	4	4	4	0	0	0	0	2	2	0
2012**	13	11	2	ND	ND	11	2	0	1	1	1	0
2013	22	15	7	11	9	4	0	1	1	6	0	0
2014	6	5	1	5	5	0	0	0	0	0	1	0
total	265	207	58	130	116	59	27	12	20	33	3	3

Gráfica 8-b: Historial de las fallas en el sistema (Fuente: REP.)

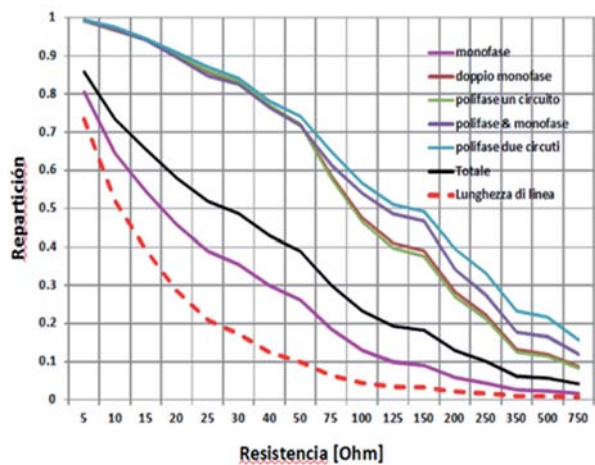
En base al test T-Student, aplicado únicamente a los eventos marcados en amarillos, la diferencia entre los valores promedios de los dos periodos es superior a lo esperado por el 90% de las fluctuaciones casuales. Se puede por lo tanto considerar estadísticamente significativa la reducción de la tasa de falla monofásica en el segundo periodo respecto al primero.

Es correcto relacionar dicha reducción a los efectos de las medidas adoptadas para mejorar la confiabilidad de las líneas. La mejora en lo que se refiere a las fallas polifásicas es estadísticamente significativa con confianza 85%, valor ligeramente menor a cuanto normalmente aceptado usualmente (90% o 95%).

En conclusión, la mejora para fallas monofásicas, tanto en una terna como en ambas, es del 46%. Para las fallas polifásicas es igual al 28%. La mejora de la tasa global es del 43%.

De otro lado dicho documento expresa la exigencia de evaluar acciones correctivas a realizarse tras examinar los resultados de la operación.

La figura N° 09, 10 y 11 se indica como ejemplo el 4.4% delas torres (aquellas con valor de resistencia de puesta a tierra mayor o igual a 100 Ohm) contribuye al 26,7% de las fallas. Considerando las fallas múltiples este porcentaje alcanza casi el 50%.



Gráfica 10: Tipo de fallas en el sistema en función de la resistencia (Fuente: REP)

En la siguiente gráfica se muestra las contribuciones indicadas en la tabla para valores de resistencia superiores al valor en el eje x.

4.3.2.- Análisis Factorial

Técnica estadística multivariante cuyo principal propósito de sintetizar relaciones reservadas en

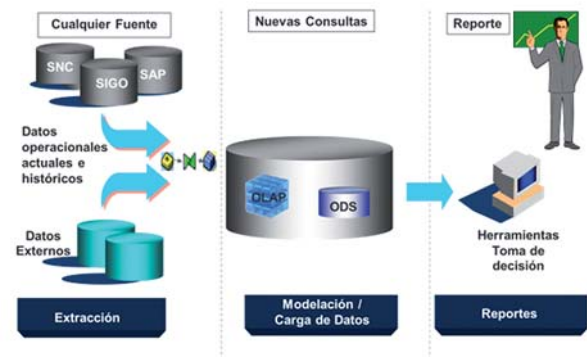
Gráfica 9: Estacionalidad y dependencia (Fuente: REP.)

	FALLAS†			MONOFASICAS‡		POLIFASICAS‡	
	TOTALES	MONOF	POLIF	1 L	2 L	1 L	2 L
2001-2007	24.57	19.71	4.86	11.57	5.57	1.63	2.81
2008-2013	14.00	10.50	3.50	7.17	3.00	1.17	2.33
Total	18.84	14.55	4.29	9.42	3.80	1.33	2.62
Diferencia entre los periodos	-10.57	-9.21	-1.36	-4.40	-2.57	-0.46	-0.48

tre un conjunto de variables como una ayuda a la construcción de nuevos conceptos y teorías para ello utiliza un conjunto de variables aleatorias inobservables que llamaremos factores comunes de forma que toda la covarianza y correlaciones son explicadas por dichos factores y cualquier porción de la varianza no explicada por los factores comunes se asigna a términos de error residuales que llamaremos factores únicos o específicos, el análisis factoría puede ser exploratorio ó confirmatorio: El exploratorio caracteriza porque no se conoce a priori el número de factores y es en la aplicación empírica donde se determina este número, por el contrario el confirmatorio los factores están fijados a priori utilizando los contrastes de hipótesis para su comprobación.

5. Resultados

Se ha establecido un procedimiento de priorización corroborada por dos técnicas ampliamente empleadas, en base de las fuentes de datos externas, la carga en el modelo y la emisión de un reporte de fácil atención e implementación.



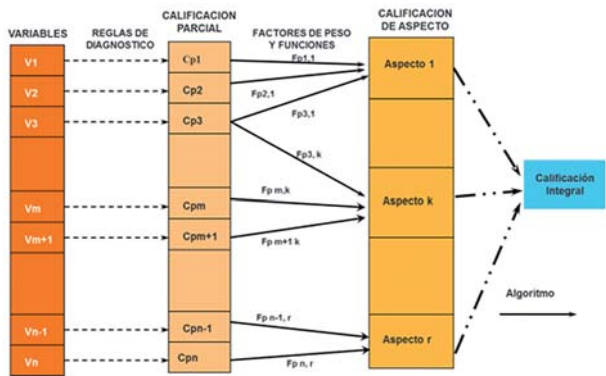
Gráfica 12-a: Proceso de optimización para la priorización (Fuente: elaboración propia)

Finalmente la metodología una calificación parcial y en función de las funciones objetivo, restricciones agrupará aspectos de calificación

	R≥10	R≥20	R≥50	R≥100	R≥200
Monofásica	67.8%	50.4%	30.6%	15.3%	6.9%
Doble monofásica	96.7%	90.0%	72.1%	47.6%	28.3%
Polifásica en un circuito	96.9%	90.2%	72.0%	46.5%	27.1%
Polifásica y monofásica	96.9%	89.6%	71.7%	53.9%	34.3%
Polifásica sobre dos circuitos	97.6%	90.9%	74.2%	56.6%	39.6%
Total fallas	77.3%	63.3%	44.2%	26.7%	14.8%
Porción longitud de la línea	52.1%	28.6%	9.9%	4.4%	2.2%

Gráfica 11: Frecuencia de fallas en el sistema calificado por la resistencia (Fuente: REP)

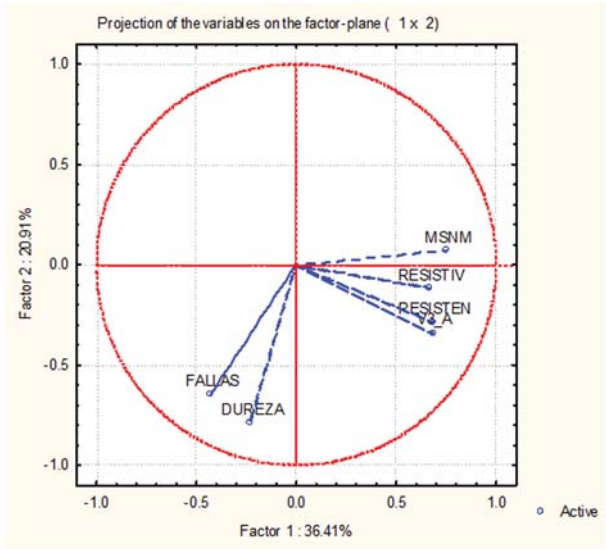
en base a algoritmos para determinar el tiempo apropiado de intervención y eficiencia en la toma de decisión.



Gráfica 12-b: Proceso calificación para la priorización (Fuente: elaboración propia)

En la Matriz de Correlaciones obtenida, puede observarse que hay una mayor correlación entre la resistencia (2002 y 2013) y la resistividad, además la altitud, también es un parámetro a considerar. Por otro lado el número de fallas y la dureza, no son parámetros que presenten alta correlación para lo que queremos (optimización del mantenimiento para las líneas de transmisión respecto a la prioridad, para mejora de la confiabilidad ante descargas atmosféricas) por lo que el modelo de simulación se verá mejor explicado por los parámetros realmente representativos.

Obtenidos en la gráfica N° 013 nos indican que los valores tienen correlación y son válidos, se puede comprobar por el valor que presenta la determinante, adicionalmente se puede verificar los componentes del análisis factorial de acuerdo a la gráfica N° 14 que se presenta a continuación:



Gráfica 15: Gráfico de Correlaciones (FUENTE: Simulación en STATISTICA 7)

Basándonos en el ángulo que forman los vectores de la gráfica anterior vemos la alta correlación entre los elementos de cada componente del análisis factorial, siendo el componente 1 resistencia 2002, resistencia 2013, resistividad del terreno y altura sobre el nivel del mar, en relación directa; la componente 2 está determinado por las fallas y la dureza del terreno también en proporción directa.

	Componente	
	1	2
Resistencia puesta a tierra 2013	,688	,284
Resistencia puesta a tierra 2002	,682	,340
Resistividad terreno 2013	,666	,119
Altura	,755	-,069
Tipo del terreno	-,228	,789
Fallas en el sistema electrico	-,427	,646

Gráfica 16: Gráfico de Correlaciones (FUENTE: Simulación en SPSS)

Matriz de correlaciones^a

		Resistencia puesta a tierra 2013	Resistencia puesta a tierra 2002	Resistividad terreno 2013	Altura	Fallas en el sistema eléctrico
Correlación	Resistencia puesta a tierra 2013	1,000	,432	,282	,398	-,034
	Resistencia puesta a tierra 2002	,432	1,000	,322	,321	-,162
	Resistividad terreno 2013	,282	,322	1,000	,390	-,178
	Altura	,398	,321	,390	1,000	-,247
	Fallas en el sistema eléctrico	-,034	-,162	-,178	-,247	1,000
Sig. (Unilateral)	Resistencia puesta a tierra 2013		,007	,059	,012	,426
	Resistencia puesta a tierra 2002	,007		,036	,037	,188
	Resistividad terreno 2013	,059	,036		,014	,164
	Altura	,012	,037	,014		,087
	Fallas en el sistema eléctrico	,426	,188	,164	,087	

a. Determinante = ,484

Gráfica 13: Matriz de Correlaciones Obtenida en el SPSS a partir de la base de datos del Reporte Mensual del Índice de fallas – REP (FUENTE: Simulación en el SPSS)



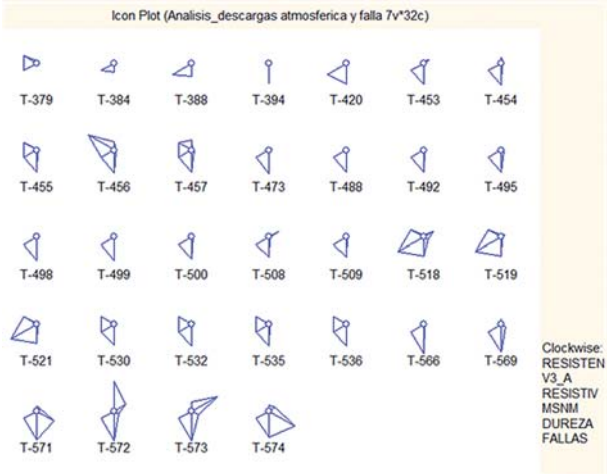
Gráfico 17: Componentes extraídos FUENTE: Simulación en SPSS)

En la gráfica N° 17 (cuadro de sedimentación) se aprecia que la selección de 2 componentes es adecuada, pues a partir de la tercera componente no se tiene pendiente mayor a 45°. Así mismo estos valores se pueden observar en la matriz de componentes de la izquierda basándonos en sus porcentajes. Cabe resaltar que para determinar el número de componentes nos basamos en la metodología de la media de las varianzas mayores a uno.

Gráfica 14: Matriz de Varianza Total Explicada Obtenida en el SPSS a partir de la base de datos del Reporte Mensual del Índice de fallas – REP (FUENTE: Simulación en el SPSS)

Varianza total explicada						
Componente	Autovalores iniciales			Sumas de las saturaciones al cuadrado de la extracción		
	Total	% de la varianza	% acumulado	Total	% de la varianza	% acumulado
1	2,158	43,157	43,157	2,158	43,157	43,157
2	,990	19,791	62,948	,990	19,791	62,948
3	,719	14,382	77,330	,719	14,382	77,330
4	,645	12,899	90,229	,645	12,899	90,229
5	,489	9,771	100,000			
Método de extracción: Análisis de Componentes principales.						

Finalmente comprobando que el problema de las descargas atmosféricas en la línea de transmisión tiene como componentes la falla dureza y la resistividad



Gráfica 18: Gráfico de Estrellas de priorización del mantenimiento (FUENTE: Simulación en STATISTICA 7)

Con el gráfico anterior se puede determinar las torres a intervenir con alta probabilidad de falla

en el sistema eléctrico, las cuales deben estar priorizadas para una intervención en un corto plazo, lo cual evitará una falla funcional del sistema.

6. Discusión

La determinación del mantenimiento para priorizar las torres a intervenir requiere del empleo de nuevas técnicas de análisis, entre las que se encuentran combinaciones de análisis geoestadísticos y multivariados para capturar la naturaleza de la observación espacial multivariada (análisis factorial).

En este trabajo se aplicaron un método, mencionado líneas arriba, para analizar datos espaciales multivariados en una base de datos derivada del uso de telurómetros, y como monitores de la tasa de falla por sector se tuvo registros. Estas variables del tipo de terreno y fallas en el sistema impactan altamente en la priorización de atención para evitar una posible falla funcional; por tanto al detectarse y evaluarse cada componente del problema principal se logra verificar las torres a atender para un mejoramiento y las otras que podrán realizarse con mayor holgura al no ser un factor de falla en el sistema.

Con estos ajustes espaciales se detectó la covariancia entre Resistencia del sistema de puesta a tierra 2002 y 2013; así mismo la resistividad del terreno, altura. Desde un punto de vista eléctrico se supone que es más probable que ambas variables (resistencia del terreno y dureza) estén correlacionadas a que no lo estén. Se trata de una clasificación geológica que presenta características asociadas de una misma variable pero en un mismo sitio. Otros autores han mostrado que estas variables pueden estar correlacionadas.

Los resultados observados en la presente aplicación sostienen que la altura influye en la resistencia del terreno y resistividad, pero las fallas dependen de condiciones en la vecindad del terreno, no necesariamente en el sitio de la torre, lo cual provocaría una mayor incidencia de descargas atmosféricas.

El método de análisis factorial constituye una herramienta estadística promisorio para la de-

limitación de zonas homogéneas en sentido multivariado que podría ser utilizado en el mapeo de la variabilidad conjunta de variables de suelo y descargas atmosféricas y sistemas que eviten una posible falla.

7. Conclusiones y recomendaciones

Se observó la reducción de los eventos que implican la pérdida completa de la interconexión: 11.6%, 28.2% y 51.6% por limitación del valor de resistencia respectivamente a 200, 100 y 50 Ohm.

La medida de la limitación de la resistencia de puesta a tierra de las torres es potencialmente eficaz. Para lograr beneficios importantes se debería limitar las resistencias a 200 Ohm. No parecería realista pensar que eso se pueda lograr con la simple medida de añadir contrapesos. El aumento en longitud de los contrapesos existentes es poco eficaz en cuanto aumenta la inductancia. El aumento del número de los contrapesos es poco eficiente en cuanto aumenta la mutua resistencia entre los contrapesos.

En conclusión, la reducción de la resistencia de puesta a tierra de las torres probablemente puede aportar beneficios solamente en una medida parcial o en medida parcial con respecto a cuanto indicado. Por lo tanto dicha medida no debe aplicarse en forma extensiva sino en todos aquellos casos donde las condiciones locales que permita una mejora optima que mitigue el impacto por confiabilidad.

En términos económicos nuestro caso modelo permite optimizar el presupuesto en una relación Beneficio/costo de 1.515, con un VAN USD 315,685.26 a una COK de 6.25%; siendo una importante solución en el sistema.

Finalmente los principales resultados:

- Con el presente procedimiento se brinda un mayor agregado a la priorización del mantenimiento, logrando establecer los lineamientos y pautas para generar el cumplimiento con el fin de cumplir con la confiabilidad de diseño optimizando plazos y realizando un mantenimiento más efectivo, detallando directamente la necesidad del mantenimiento, con esto se permite una mejor planificación y prevé la atención ante

Medida	Instalaciones a modificar	Severidad de las fallas					Beneficios
		A	B	C	E	Total	
Referencia	0.00%	0.040	0.020	0.112	0.829	1.000	
R ≤ 200 Ω	2.21%	0.041	0.018	0.107	0.733	0.899	10%
R ≤ 100 Ω	4.41%	0.040	0.014	0.100	0.595	0.750	25%
R ≤ 50 Ω	9.93%	0.034	0.009	0.074	0.401	0.517	48%

Gráfica 19: Beneficios por calificación.

una probable falla en el sistema en un corto periodo.

- Se ha logrado determinar el Plan de Mantenimiento Priorizado para las torres críticas de las Líneas de Transmisión en 220 KV SE Mantaro - SE Cotaruse, mediante la aplicación del Análisis Mediante el análisis de resultados obtenidos de las técnicas en Mención.
- Al priorizar la atención de torres y líneas en falla para los puntos críticos de las redes de energía, se ha disminuido el impacto de las mismas no solo para el caso en mención, sino también a nivel del Sistema Interconectado Nacional.
- Se ha verificado la interrelación de las fallas con el tipo de terreno y las relaciones de resistividad del terreno, sistema de puesta a tierra, con lo cual se mejorará el desempeño de la aplicación para una mejor protección ante descargas atmosféricas.
- Como recomendación debe tenerse en cuenta que las conforme a los resultados obtenidos, las fallas deben atenderse inmediatamente para que se vea reflejada la efectividad del diagnóstico.

[4] Registro de fallas sistema CTM L2051/L2052, 2004-2013. 2013.

[5] ANSI/IEEE 81-1983, Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system. 1984.

[6] ANSI/IEEE std. 81.2-1991, Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding system. 1991

[7] UNE 21 185, Protección de las estructuras contra el rayo y principios generales, julio 1995.

Referencias

[1] Lic. Nel Quezada L. Técnicas de optimización [Compendio], Arequipa - Perú 2013.

[2] Lic. Nel Quezada L. Estadística con SPSS 20 [Editorial Macro] Lima – Perú, Enero 2012.

[3] Informe registro medición puesta a tierra, CTM L2051/L2052, mayo 2013.



Capacitaciones a distancia

Su oportunidad de acceder a formación de alta calidad capitalizando experiencia práctica con docentes internacionales de destacada trayectoria a un solo **CLIC**.

CALENDARIO 2015

- Replanteo Conceptual del Mantenimiento.
- Fundamentos de auscultación y seguridad de presas.
- Desafíos para la Gestión del Talento.
- Licitaciones Públicas para la expansión de la capacidad de generación.
- Commissioning de Centrales Térmicas.
- Comunicaciones para los sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, Smart Grid, vehículo eléctrico y energías renovables. Norma IEC 61850.
- Modelos de relacionamiento con grupos de interés en la era digital.
- Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución.
- Smart Grid.
- Rehabilitación energética de la envolvente térmica y mejora de las instalaciones energéticas en edificios.
- Bases para un comportamiento empresarial responsable y sostenible.
- Fundamentos de la energía eólica.
- Riesgo Eléctrico y Arc Flash.
- Simulación y certificación energética y ambiental de edificios. Auditorías energéticas.
- Calidad de vida laboral y riesgo psicosocial
- Curso Avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovables.
- Tarifas en distribución para clientes regulados en el sector de la energía eléctrica.
- Generación Distribuida.
- Gestión por competencias.
- Economía de la Regulación de la Actividad de Generación.
- Energía Solar Fotovoltaica.
- Transformadores.
- Gestión de Activos en Transmisión PAS 55.
- Alternativas no Convencionales para Transmisión de Energía Eléctrica.
- Mantenimiento de Turbinas de Gas.
- Operación y Mantenimiento de Parques Eólicos.
- Fundamentos de Energía Hidroeléctrica.
- Normas NIIF de Contabilidad.
- Buenas prácticas de Gestión de Activos de Generación.
- Planificación de Sistemas de Distribución.
- Climatología aplicada al Sector Eléctrico

Co-organizado con



Co-organizado con



Co-organizado con



Co-organizado con



Co-organizado con



ATENCIÓN PERSONALIZADA:

Lic. Ma. Fernanda Vázquez - Coordinadora de Capacitaciones CIER

✉ fvazquez@cier.org.uy ó  [cier_cdi](https://www.whatsapp.com/channel/00251300000000000000)

CONSULTAS Y RESERVAS

Reserve su lugar con anticipación ¡Cupos Limitados!

