

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

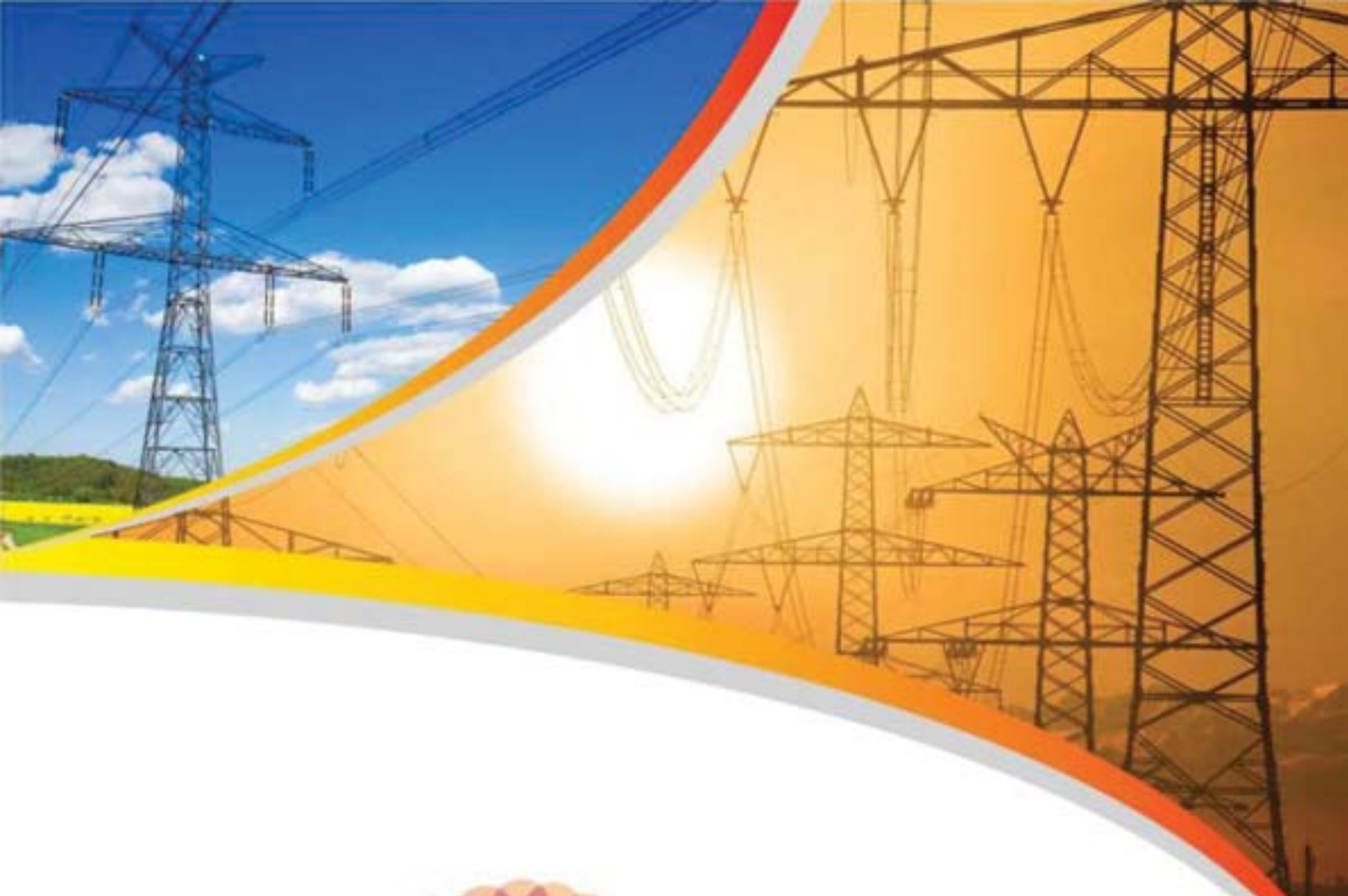
COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL



Red aérea



Red subterránea



Taller
Latinoamericano

20 TOPSEP

OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
en Estado de Emergencia

29-30 Jun | 1 Jul. del 2011
Bayahibe, La Romana, República Dominicana

Mayor información:

<http://www.cecacier.org>

<http://www.oc.org.do/TopSep2011.aspx>



Contenido



REVISTA CIER Nº 58 - Marzo 2011

Presidente de la CIER

Ing. Pablo Cob
CNFL - Costa Rica

Vicepresidentes

Ing. Oscar Miranda
PECIER - Perú

Ing. Mario Donoso
CGE Distribución - Chile

Director Ejecutivo

Ing. Plinio Fonseca
Brasil

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER

Blvr. Gral. Artigas 1040
(11300) Montevideo - Uruguay
Tel.: (+598) 27090611*
Fax: (+598) 27083193

Correo electrónico:
secier@cier.org.uy
vfeola@cier.org.uy

Internet:
<http://www.cier.org.uy>

Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención a la fuente.

Diseño y Diagramación: Lic. Lilián Rué

Fotos de Tapa: Trabajo sobre "Valoración Social e Económica da Conversão de Redes Aéreas em Subterrâneas" (SINAPSIS - FIPE - USP - AES Eletropaulo / Brasil): Fotografías mostradas durante Encuesta realizada para conocer el valor que la sociedad le atribuye a la conversión de redes.

Editorial	2
• Futuro del sector eléctrico argentino.....	3
<i>Ester Fandiño / Secretaria Ejecutiva del CACIER - Ex Presidente de la CIER</i>	
• Implantación de un modelo de sostenibilidad en la empresa eléctrica. El caso de ENDESA.....	5
<i>Juan Carlos Brandao Peña / ENDESA – ESPAÑA</i>	
• El viaje de la energía.....	10
<i>Daniel Martini ; Mariana Gelman / EDESUR – ARGENTINA</i>	
• Valoração social e econômica da conversão de redes aéreas em subterrâneas.....	14
<i>Ivo O. Cyrillo, Marcelo A. Pelegrini / SINAPSIS Inovação em Energia; Fernanda G. Borger / FIPE; Walter Belluzzo, Francisco Anuatti / USP; Carlos A. Longue / AES Eletropaulo – BRASIL</i>	
• Automatización de reconectores y subestaciones del mercado regional vía comunicaciones GPRS	20
<i>Juan E. Hoyos, Rafael L. Uribe, Alejandro Vélez / EPM – COLOMBIA</i>	
• Implementación de un sistema moderno y automatizado de gestión hidrometeorológica para la producción de energía eléctrica del complejo hidroeléctrico Mantaro.....	27
<i>Oswaldo Rueda Fernández / ELECTROPERÚ S.A. – PERÚ</i>	
• Nuevas tendencias en la gestión de emergencias.....	39
<i>Ernesto Salvador Ortega / ORSEP – ARGENTINA</i>	
• Alocação multicriterial de chaves telecomandadas.....	53
<i>Wagner de Melo, Joseane Da Silva, Vinícius Garcia, Daniel Bernardon, Mauricio Sperandio / Universidad Federal do Pampa (UNIPAMPA); Eric Boeck, Lorenzo Comassetto / AES Sul S.A. - BRASIL</i>	
• Mejora en los tiempos de atención de reclamos, implementando un sistema de gestión de la operación.....	59
<i>Ricardo Berardi, Pedro Vidal, Horacio Hidalgo / Energía San Juan S.A. Argentina</i>	
• Experiencias de TCT en Uruguay.....	68
<i>Rafael Troche / UTE – URUGUAY</i>	
• Cambio cadenas aislación caperuza-badajo en LMT 33kV utilizando grúa con brazo no aislado.....	74
<i>Daniel Cairol, Raúl Nicolini / EPESF – ARGENTINA</i>	
• Diagnóstico de fallas en líneas en tiempo real a través de un sistema inteligente.....	78
<i>Alejandro Degl'Innocenti, Julio Salcedo, Esteban Hollman, Carlos Crijenko TRANSENER – ARGENTINA</i>	

Editorial

Estrategia CIER 2011 – 2014: Lineamientos y acciones de la Organización ante los nuevos escenarios del sector energético



Todo Organismo que quiera posicionarse como referente en el sector que desempeña su actividad debe adecuarse a los cambios y a las demandas impuestos por el entorno, diseñando estrategias que le permitan lograr sus objetivos y metas.

Esto requiere tener la capacidad de conocer y superar debilidades y amenazas y observar y anticiparse a los desafíos y oportunidades que se generan tanto en el ambiente externo como interno de la Organización.

Desde su creación en la década de los '60, la CIER ha tenido que analizar sus fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas para adecuarse a un entorno dinámico, como es el vinculado al sector energético.

Los cambios políticos, económicos y sociales que ocurren en los distintos países de la Región, generan para la CIER la necesidad de ofrecer nuevos espacios de análisis, conocimiento e intercambio de experiencias para los agentes del sector energético, y en particular para sus empresas y organismos miembros.

Por esta razón, periódicamente las principales autoridades de la CIER en Sudamérica, América Central y El Caribe, debaten sobre los cambios en la Región, el sector energético y la situación de la Organización en este ámbito.

Recientemente y luego de un estudio sobre los escenarios y perspectivas del sector energético en los próximos años, las autoridades de la CIER establecieron los lineamientos estratégicos que guiarán su gestión y accionar para el período 2011 – 2014.

Según el análisis realizado, los próximos años serán de importantes cambios, tanto del lado de la oferta como de la demanda de energía, resultantes de aspectos tales como:

- La creciente importancia de las fuentes limpias de generación o renovables y los mecanismos de desarrollo limpio, que provocarán importantes cambios en la matriz energética de los países
- El avance de la generación distribuida y tecnología de redes inteligentes (smart grid), que transformarán la estructura y operación de la cadena productiva de energía en el mundo
- El rol de la regulación en sus aspectos políticos, ambientales, socioeconómicos y tecnológicos, garantizando la estabilidad de modelos y reglas para los agentes del sector eléctrico
- El desarrollo del conocimiento y la innovación en los sectores productivos, comerciales y académicos

En base a estos estudios y con el conocimiento y experiencia de sus miembros, representados por los 10 Comités Nacionales en Sudamérica y el Comité Regional para América Central y El Caribe, la CIER definió sus lineamientos estratégicos para atender en los próximos 5 años sus objetivos de promover la integración y seguridad energética en la Región, impulsar la eficiencia del sector energético a través de sus empresas e instituciones miembros y continuar creciendo y expandiendo sus actividades.

¿Qué será la CIER para el sector energético regional y para sus miembros en los próximos años?

Una Organización con un **fuerte perfil institucional y protagonista en los temas de integración y seguridad energética**, con estudios, proyectos y actividades en toda la Región.

Una Organización que **apoya la gestión de las empresas y el mejoramiento del servicio eléctrico** a través de estudios de benchmarking de procesos y resultados, difusión de mejores prácticas, intercambio de experiencias y oferta creciente de actividades de capacitación.

Un Organismo Internacional con **vínculos fortalecidos con Empresas, Gobiernos, Organismos Internacionales, Universidades, Institutos de Investigación, Proveedores Tecnológicos y demás agentes**, lo que redundará en un amplio conocimiento de los temas de mayor interés y de vanguardia en el sector eléctrico.

Una CIER que **promueve el bienestar de la sociedad** apoyando a través del sector energético: el desarrollo sostenible, el cuidado del medio ambiente y la responsabilidad social.

Seremos una CIER con muchos desafíos, pero también con mucha energía para superarlos y seguir adelante.

Ing. Plinio Fonseca
Director Ejecutivo de la CIER

Futuro del Sector Eléctrico Argentino

Ester Fandiño / Secretaria Ejecutiva del CACIER - Ex Presidente de la CIER

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN

2. EL MUNDO Y LOS INTERCAMBIOS ECONÓMICOS. LA JUSTIFICACIÓN DE LA REFORMA: LA ENERGÍA ELÉCTRICA SUSTITUIRÁ A OTROS ENERGÉTICOS Y “SERÁ BASE CRECIENTE DE LAS OPERACIONES SOCIOECONÓMICAS DEL PLANETA”

3. CÓMO SERÁ LA NUEVA INFRAESTRUCTURA PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

4. INSTITUCIONALIDAD DEL NUEVO SECTOR ELÉCTRICO

1. Introducción

La demanda Eléctrica del Mercado Argentino crecerá de manera importante en los próximos años, potenciada por el nuevo uso de la electricidad para otros destinos (v gr. Automotor). Es importante que para el Sector Energético Argentino se acuerden políticas de estado que permitan apalancar de manera óptima y competitiva el abastecimiento energético para cualesquiera de sus usos, -dejando de lado las estériles discusiones sobre la calidad de las políticas sectoriales del pasado reciente. Estas políticas de estado se deberán ejecutar mientras se desmonta la compleja estruc-

Resumen: Mayor demanda y satisfacción en calidad y precio, deberán ser los objetivos del nuevo Diseño del Sector Eléctrico, para lograr que el conjunto de los consumidores participe de los beneficios de una demanda inteligente, atendida con infraestructura sofisticada. El precio será función de la tasa de interés de diseño, variable dependiente de la calidad regulatoria e institucional. Las políticas de estado en el centro del tema.

tura de subsidios que existen al presente y que han desdibujado el mecanismo de precios y tarifas que resultan necesarios para las señales económicas adecuadas, tanto para retribuir la dotación de capital existente, como para atender la expansión eficiente de mínimo costo.

Un dato auspicioso para ese futuro cercano es que las nuevas tecnologías para la industria eléctrica -tanto para la gran generación, la generación distribuida, la autogeneración y el sistema de redes inteligentes para el funcionamiento del nuevo diseño-, se presentan como una oportunidad de salto cualitativo que aportará a la eficiencia energética y viabilizará el financiamiento de la migración tecnológica, (en el caso argentino más que justificado por el estado de obsolescencia y amortización de las instalaciones existentes en la infraestructura eléctrica).

El segmento más desinvertido de la industria actual lo representa la distribución de energía

eléctrica, a cargo de las distintas distribuidoras que atienden a los usuarios finales en todo el país. Los problemas de calidad y continuidad que afecta a los usuarios ante situaciones especiales, es consecuencia de esa desinversión y obsolescencia. Favorecer las inversiones y transparentar los nuevos precios de la energía sumados a las tarifas para retribuir las redes, constituye un desafío formidable que deberá ser atendido de manera urgente por el nuevo gobierno que surja de las elecciones 2011.

2. El mundo y los intercambios económicos. La justificación de la reforma: la energía eléctrica sustituirá a otros energéticos y “será base creciente de las operaciones socioeconómicas del planeta”.

El proceso de globalización facilita el crecimiento acelerado de los países en desarrollo, a la par que se verifica la relocaliza-

ción de la producción de manufacturas. Asimismo, en los años recientes se ha revertido el deterioro de los términos de intercambio como un dato económico relevante para los países de América Latina.

En materia de comercio internacional, la internalización de los precios de la energía y la competitividad de los mercados desafía la producción industrial de cada país y de América Latina, en su conjunto. Al mismo tiempo que se presenta la oportunidad para converger con los países desarrollados, superando la brecha tecnológica que permita incrementar la producción, la productividad y el desarrollo de los países emergentes.

Considerando lo señalado en la Introducción para la industria eléctrica argentina, y las oportunidades que nos procura el "momento" económico de Latinoamérica, la madurez de las nuevas tecnologías en el mundo y los acuerdos posibles en cumplimiento de los objetivos medioambientales, debe concluirse que la nueva inversión en infraestructura y la eficiencia energética aparecen como un objetivo de posible cumplimiento, en tanto se hagan los diagnósticos correctos y se ejecuten las políticas consecuentes para estimularlos.

Los nuevos usos de la energía eléctrica (especialmente transporte) y el hecho de que hay consenso respecto de que el 80% de las tecnologías que se usarán en el 2015 no son utilizadas actualmente, avalarían la irrupción de un escenario de la industria que impedirá el gradualismo que quizá se quiera imponer desde la política.

3. Cómo será la nueva infraestructura para el abastecimiento energético

Enfrentaremos una revolución de cómo producimos y cómo usamos la energía eléctrica ya que cada ciudad funcionará como una usina de generación con pérdidas mínimas y ahorros por eficiencia. Cada usuario será un autoprodutor de su propia energía, transando las diferencias entre su consumo y su producción.

La infraestructura de redes se modificará en consecuencia ya que habrá multidireccionalidad de los flujos. Será necesario atender las necesidades de los autos eléctricos y existirá convergencia de las redes eléctricas con las tecnologías de la información. Los operadores de redes de distribución incorporarán y operarán generación distribuida como forma de disminuir las pérdidas de energía por el transporte de la misma, minimizando las distancias a los usuarios finales.

Existirán despachos por cada región eléctrica (ex área de distribución asignada a un concesionario), los que transarán excedentes o faltantes coordinados por un despacho nacional tal como el conocido hasta ahora.

La tarificación de la distribución tendrá un nuevo diseño que "desacople" el consumo y la contribución de una producción de rendimientos crecientes a escala. También se introducirá la tarificación dinámica para facilitar y democratizar la relación y las transacciones entre prestador y usuario.

4. Institucionalidad del nuevo sector eléctrico

La nueva infraestructura para el abastecimiento energético y, específicamente eléctrico, impondrá un nuevo plexo normativo, especialmente para la definición de la industria de la distribución, - de jurisdicción provincial, la generación distribuida, los nuevos despachos y la tarificación. Todo ello exigirá la revisión de la Ley de Marco Regulatorio y de las instituciones por él creadas (formalmente vigentes a la fecha, aunque de funcionamiento imperfecto desde el 2002).

Es importante que los partidos políticos avancen en la discusión técnica de estos temas y suscriban los acuerdos que resulten necesarios, con anticipación e independencia de los resultados electorales del 2011.

En cuanto a la preocupación por los nuevos escenarios tarifarios, es importante recordar que la variable que más impacta en el nivel de la tarifa es la tasa de interés y que la misma está íntimamente vinculada a la calidad de la regulación y la definición de los riesgos. Operar sobre las certidumbres del negocio de redes eléctrico aportará favorablemente al sinceramiento de los escenarios tarifarios que deberán pagar los usuarios y debe ser la tarea inmediata de los equipos técnicos, después de logrados los acuerdos sobre las políticas de largo plazo referidas.

Implantación de un modelo de sostenibilidad en la empresa eléctrica.

El caso de ENDESA

Juan Carlos Brandao Peña / ENDESA
ESPAÑA
jbrandao@endesa.es

Congreso Internacional: Sostenibilidad y la Industria Eléctrica – CISLIE 2009
21 al 24 de abril de 2009
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN: DESARROLLO SOSTENIBLE (DS) Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA (RSC)
2. ENDESA: DIMENSIÓN DE LA COMPAÑÍA
3. EL CASO DE ENDESA
4. CONCLUSIONES
5. LECCIONES APRENDIDAS POR ENDESA
6. RECOMENDACIONES

1. Introducción: Desarrollo Sostenible (DS) y Responsabilidad Social Corporativa (RSC)

El concepto de *Desarrollo Sostenible* fue formalizado por primera vez en el Informe Brundtland (1987) realizado por la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, y ratificado en la Declaración de Río (1992). Según dicho informe se entiende el desarrollo sostenible como “*el desarrollo que asegura las necesidades del presente sin compro-*

meter la capacidad de las futuras generaciones para enfrentarse a sus propias necesidades”. Por tanto, es un concepto que se basa en la búsqueda de un equilibrio y de interrelaciones entre la dimensión económica, social y ambiental.

De la aplicación del citado concepto en el ámbito empresarial surge la noción de Responsabilidad Social Corporativa, que consiste en la integración de las preocupaciones sociales y medioambientales en las operaciones de negocio de una empresa y en la relación con sus partes interesadas (libro verde de la Unión Europea, 2001).

En cualquier caso cabe destacar la existencia de diferentes denominaciones similares para referirse a un mismo concepto, el de Sostenibilidad.

Algunas de estas denominaciones son:

- *Responsabilidad Social Corporativa*
Libro Verde de la Unión Europea sobre RSC y Latinoamérica
- *Responsabilidad Social Empresarial*
Terminología reciente de la UE y gobierno español



Figura 1: Esquema Desarrollo Sostenible

- **Responsabilidad Social**
- **Responsabilidad Corporativa**
Terminología empleada por determinadas instituciones
- **Desarrollo Sostenible**
Traducción de "Sustainability" de la Guía del GRI
- **Sostenibilidad**
Terminología empleada por numerosas empresas, Traducción de "Sustainability" de la Guía del GRI



Figura 2: Evolución del concepto. Aplicado al sector energético

En los últimos años hemos podido observar como la tendencia internacional se traduce en una evolución del concepto de sostenibilidad y nos conduce a la necesidad de incorporarlo de forma transversal e integrada en todas las áreas del negocio empresarial eléctrico. Algunas de estas tendencias son:

- La creciente actividad regulatoria a nivel nacional, europeo e internacional (la Unión Europea prioriza en sus políticas a corto y medio plazo los aspectos ambientales y socio-económicos).
- El cambio en la corriente normativa en materias de sostenibilidad desde la voluntariedad hacia la obligatoriedad.
- Una notable exigencia de mayor transparencia y garantía de veracidad sobre la información relativa a la sostenibilidad a través de sistemas comparables.
- El incremento del peso del desempeño en materia de sostenibilidad en la valoración de las empresas por parte de las instituciones.

2. ENDESA: Dimensión de la Compañía

ENDESA es la compañía líder del mercado ibérico de la electricidad -España y Portugal-. En el conjunto del mismo, tiene una potencia instalada de 24.000 MW y en 2007 produjo 91.058 GWh y vendió un total de 113 TWh a alrededor de 12 millones de clientes.

ENDESA es una de las principales compañías eléctricas europeas.

Actualmente posee presencia privilegiada en Grecia y Marruecos sumando una producción total aproximada en ambos países de 3.076 GWh.

Además ENDESA es la primera multinacional eléctrica privada de Latinoamérica.



Figura 3: Dimensión de la compañía

Es la mayor compañía de su sector en Chile, Argentina, Colombia y Perú. Suministra electricidad en cinco de los seis principales núcleos urbanos de la región –Buenos Aires, Bogotá, Santiago de Chile, Lima y Río de Janeiro– y participa en el proyecto de interconexión eléctrica entre seis países de Centroamérica (Siepac).

Sus empresas participadas en Latinoamérica suman 14.707 MW y en 2007 generaron 59.512 GWh y vendió cerca de 62 TWh a 12 millones de clientes.

En 2007 la actividad de la Compañía en este mercado se ha visto positivamente influida por la estabilidad macroeconómica y de los tipos de cambio medios, el elevado crecimiento de la demanda en todos los países en los que opera, las mejoras de los márgenes unitarios en sus negocios de generación y distribución, los avances logrados en el desarrollo de nueva capacidad, la continuidad del proceso de fortalecimiento financiero de sus compañías participadas, las operaciones de simplificación societaria y los positivos avances en regulación.

3. El caso de ENDESA

En relación a la sostenibilidad, el sector energético: debe contribuir apostando por un mix de generación diversificado compatible con el medio ambiente, debido a la flexibilidad que éste otorga ante los costes e impactos sociales y medioambientales provocados por dicha actividad para asegurar el suministro de un bien básico como la electricidad.

Ello se consigue a través de la mejora del rendimiento y eficiencia en la combustión de carbón, la creación de un marco favorable para la implantación de energías renovables y la integración de la gestión ambiental en el Plan Estratégico de la empresa.

Endesa es un operador global cuyo negocio se centra en el sector eléctrico y que tiene alcance nacional e internacional.

Su objetivo es rentabilizar el valor de inversión de sus accionistas mediante la garantía de un servicio a los mercados que supere las expectativas de los clientes y la contribución al desarrollo de sus empleados.

Para alcanzar este objetivo, Endesa apuesta por un modelo de Desarrollo Sostenible cuyos principios se integran en la gestión interna de la empresa, desarrollando así la Estrategia de Sostenibilidad Corporativa, la cual se centra en el **servicio al cliente** y en la preocupación por el **desarrollo del capital humano**, por la **preservación del entorno natural** en que se localizan sus instalaciones y por el **desarrollo social** de aquellos países donde opera.

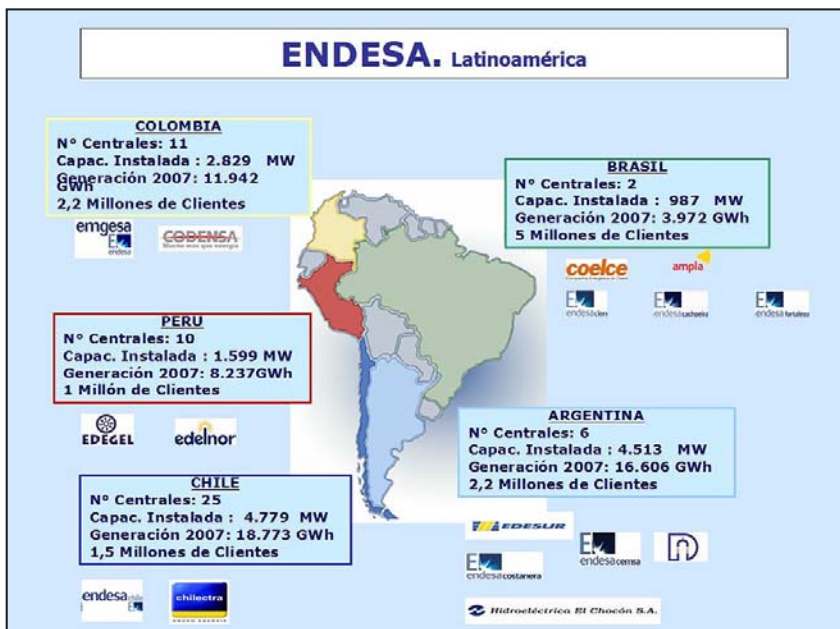


Figura 4: Dimensión de ENDESA en Latinoamérica

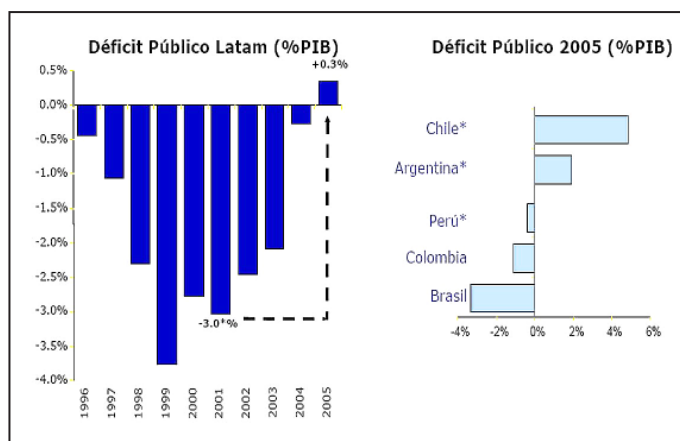


Figura 5: Gráfica de Déficit Público en Latinoamérica

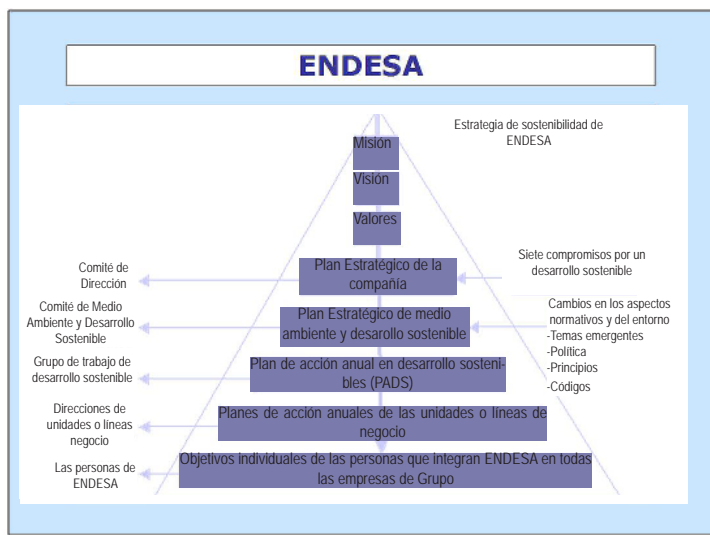


Figura 6: Esquema de SOSTENIBILIDAD de ENDESA

Para ello, en el ámbito de la Responsabilidad Social Corporativa, la dirección de Endesa aprobó en 2003:

- La creación al más alto nivel ejecutivo del COMITÉ DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, que garantiza la incorporación de la estrategia de sostenibilidad a la toma de decisiones
- Ampliación de las funciones de la DIRECCIÓN DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, encargada de dar continuidad a la estrategia desplegada en sostenibilidad.
- Creación de un GRUPO DE TRABAJO en desarrollo sostenible formado por diferentes unidades de la compañía (RRHH, Estrategia, Comunicación, Unidades de Negocio, etc) y en sus empresas filiales

Todo ello con el propósito de mantener un estándar de todos los ámbitos del desarrollo sostenible y en todas las áreas y empresas de la compañía.

A su vez desarrolló su Política de Sostenibilidad basada en Siete Compromisos que se incluyen en el Plan Estratégico de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (PEMADS 2003 – 2007):

- Compromiso con el buen gobierno y el comportamiento ético
- Compromiso con la creación de valor y la rentabilidad
- Compromiso con el desarrollo de las sociedades en las que operamos

- Compromiso con la calidad del servicio
- Compromiso con la salud, la seguridad y desarrollo personal y profesional de nuestros empleados
- Compromiso con la protección del entorno
- Compromiso con la eficiencia

Este Plan, cuya vigencia ha finalizado, ha sido continuado por el Plan Estratégico de Sostenibilidad (PES 2008 - 2012), cuyo **objetivo global** es sentar las bases que permitan a Endesa convertir el compromiso con la Sostenibilidad en una herramienta generadora de capacidades distintivas, creadora de confianza entre los grupos de interés concurrentes, que acompañe al desarrollo del negocio y que apoye la consecución de sus objetivos en el medio y largo plazo. Apoyándose para lograrlo en los siguientes objetivos estratégicos de negocio:

- Potenciar la identidad corporativa y la independencia de su proyecto empresarial.



Figura 7: Política de Sostenibilidad de Endesa

- Garantizar el abastecimiento energético en todos los mercados en los que cuente con presencia
- Aprovechar las oportunidades de crecimiento
- Liderar las oportunidades de innovación en todas las áreas relacionadas con el mundo de la energía
- Potenciar la calidad del suministro
- Ser un factor clave para el equilibrio ecológico, el progreso social y la creación de riqueza de los más desfavorecidos

4. Conclusiones

- El entorno actual y previsto de actuación de la empresa exige una respuesta más compleja que la tradicional.
- El concepto de sostenibilidad permite responder a los nuevos retos desde una perspectiva más amplia, asegurando la rentabilidad de la empresa a largo plazo, mediante el cuidado de los aspectos económicos, ambientales y sociales, respondiendo a las expectativas de los diferentes grupos de interés.
- Para que la sostenibilidad sea integrada en las organizaciones es necesario disponer de una estrategia que cuente con el apoyo de la Dirección, sea liderada por una unidad específica y transversal a toda la empresa, se concrete en una política y una serie de acciones relevantes para los grupos de interés que sean medibles.

- La sostenibilidad no puede considerarse como un área de gestión aislada. Es necesario que forme parte consustancial de la estrategia global de la compañía.
- Es necesario comunicar adecuadamente la actividad realizada en el área.
- Reporta beneficios tangibles a la empresa.

5. Lecciones aprendidas por ENDESA

- La comunicación en materia de sostenibilidad debe estar perfectamente coordinada con el desempeño real de la compañía. Un exceso de comunicación sin base de acciones reales puede resultar perjudicial para la imagen de la compañía, pero una comunicación insuficiente del desempeño de la compañía es también perjudicial y puede incluso dañar la credibilidad de la compañía.
- La integración de las expectativas de los grupos de interés en el diseño de la estrategia de la compañía es esencial.
- El proceso de integración del concepto de sostenibilidad y su extensión a todas las áreas, negocios y países en los que la empresa actúa es progresivo y puede tener diferentes velocidades, por lo que es necesario realizar un seguimiento cercano del grado de avance.

6. Recomendaciones

- Definir públicamente un compromiso con la sostenibilidad, ratificado al más alto nivel.
- Ligar ese compromiso global y los compromisos formales con cada una de las vertientes de la sostenibilidad a referentes internacionales.
- Identificar, priorizar y detectar las expectativas de los grupos de interés de la compañía e integrarlas a la hora de elaborar la estrategia de sostenibilidad.
- Integrar la sostenibilidad en todas las áreas de gestión del negocio, desde la definición de misión, visión y valores hasta los objetivos personales de todos los trabajadores de la compañía.
- Definir indicadores y objetivos específicos en materia de sostenibilidad e informar periódicamente de la evolución de los mismos.
- Definir claramente responsabilidades en relación con las diferentes vertientes de la sostenibilidad.
- Realizar una labor general de sensibilización y difusión del conocimiento sobre los aspectos de la sostenibilidad y específicamente proporcionar formación sobre sostenibilidad a todos los trabajadores de la compañía.
- Extender toda la estrategia de sostenibilidad de la compañía a los proveedores y contratistas.

El viaje de la energía

Daniel Martini ; Mariana Gelman / EDESUR
 ARGENTINA
 comunicacion@edesur.com.ar
 mgelman@edesur.com.ar

Congreso Internacional: Sostenibilidad y la Industria Eléctrica – CISLIE 2009
21 al 24 de abril de 2009
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

EJECUCIÓN DEL PLAN

Introducción

EDESUR es una empresa privada que presta el servicio público de distribución de energía eléctrica a más de 2,1 millones de clientes (6 millones de habitantes) en 2/3 partes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en 12 partidos de la provincia de Buenos Aires.

La empresa abastece un área de concesión de 3.300 km² donde se consume más del 20% de la demanda eléctrica de todo el país.

EDESUR inició su concesión en septiembre de 1992 y a través de un plan de inversiones

que superó los mil millones de dólares, ha logrado importantes mejoras en los indicadores de calidad de servicio.

Misión

“Somos una empresa de servicio público de energía eléctrica que distribuye y comercializa un insumo vital y crítico para la satisfacción de las necesidades básicas y de confort de empresas, instituciones y particulares, con continuidad, seguridad, calidad y eficiencia.

Agregamos valor concientizando y asesorando a los clientes en el uso seguro y eficiente de la energía, minimizando el impacto ambiental, dando una solución rápida y definitiva a los problemas y actuando con responsabilidad comunitaria.

Procuramos la mejora personal y profesional de los miembros de la organización y una genuina inserción comunitaria. Dentro de este marco buscamos ser percibidos como líderes del sector y alcanzar una rentabilidad sostenida para los inversores”.

Valores

- Orientación hacia el cliente
- Compromiso con la calidad, la seguridad y el medio ambiente
- Integración con la comunidad
- Transparencia
- Aprendizaje y docencia
- Rentabilidad para los inversores

La empresa EDESUR siempre se ha sentido parte de una extensa red de relaciones y, en ese sentido ha querido involucrarse, a través de sus iniciativas, en la resolución de los problemas relativos al desarrollo humano.

Desde esta perspectiva, siempre ha buscado la manera de llevar adelante acciones colectivas que generen bienes públicos relacionándose respetuosamente con la comunidad en la cual está inserta.

La integración con la comunidad, el aprendizaje y la docencia han sido siempre valores presentes en el proyecto corporativo

de EDESUR, por eso la empresa eligió en esta oportunidad a la escuela como el ámbito para difundir y promover principios relacionados con los valores ambientales, sociales y económicos del país.

Siendo la escuela aún hoy un punto de encuentro, socialización, crecimiento y formación de los ciudadanos del mañana, constituye un terreno ideal para difundir y promover esos principios.

El proyecto **El viaje de la energía**, promovido por la empresa EDESUR y desarrollado por la organización internacional La Fabbrica, está dirigido a las escuelas de la ciudad de Buenos Aires y de las zonas de la provincia de Buenos Aires pertenecientes al área de concesión de EDESUR. Su objetivo principal es concientizar y asesorar a la comunidad educativa en el uso seguro y eficiente de la energía con vistas a un desarrollo sustentable. La iniciativa consiste en la distribución gratuita de un kit didáctico, así como la capacitación para el uso del mismo, a todo aquel docente que lo solicite. Los elementos contenidos en el kit son los siguientes: una guía docente con una parte temática y propuestas de actividades; cuadernillos para todos los alumnos del curso; un calendario para cada familia con información acerca del uso racional, seguro y eficiente de la energía, afiches para el aula y para la escuela, un video que incluye un recorrido de instalaciones eléctricas y un CD-Rom que contiene información sobre la historia de la electricidad e incluye un glosario de términos y una casa virtual.

La propuesta de enseñanza, declarada de interés educativo por el Ministerio de Educación, Ciencia y Tecnología de la Na-

ción y por la Dirección General de Cultura y Educación del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, aborda la temática energética en tanto proyecto transversal para la Escuela Básica, y tanto la metodología como los contenidos se encuentran presentes en los diferentes diseños curriculares en las áreas de Tecnología, Ciencias Sociales, Ciencias Naturales y Formación Ética y Ciudadana.

El material está articulado en dos niveles de acuerdo a la edad de los estudiantes (primer nivel: 6 a 8 años; segundo nivel: 9 a 12 años).

La guía docente y los cuadernillos para los alumnos del primer y segundo nivel han sido elaborados alrededor de cuatro ejes temáticos, adaptados al nivel de los destinatarios:

- *La energía*
- *La electricidad*
- *La electricidad de viaje*
- *La electricidad en nuestra vida*

El proyecto está pensado para aplicarse a lo largo de todo un ciclo lectivo. El docente decide el mejor momento de utilización del material según las características de su grupo clase y los programas curriculares.

Ejecución del plan

El plan se llevó a cabo durante el ciclo lectivo 2006 a través de las siguientes acciones:

A) Programación

1. Creación de un equipo conformado por profesionales del área de comunicación

y técnicos de la empresa EDESUR, y un equipo interdisciplinario compuesto por expertos en didáctica, investigadores, pedagogos, lingüistas, docentes, expertos en nuevas tecnologías y creativos, coordinado por La Fabbrica.

2. Estudio de los destinatarios del proyecto.
3. Elaboración de la estrategia general: programación del proyecto con definición de productos y acciones en coordinación con los ministerios de educación.
4. Desarrollo de la propuesta.
5. Determinación de los contenidos temáticos.
6. Elaboración de textos: selección de imágenes, definición de contenidos y actividades.
7. Elaboración de recursos multimediales.

B) Producto

Se confeccionó un kit didáctico compuesto por los siguientes materiales:

- Una caja contenedora.
- Una guía docente, que contine una explicación acerca de la propuesta de enseñanza y una parte metodológica.
- Un cuadernillo para cada alumno, que reproduce las temáticas desarrolladas en la guía docente pero atendiendo a la edad de los destinatarios y propone actividades, experimentos, chistes y adivinanzas.

- Un calendario para las familias, que incluye mes a mes temas significativos tales como uso racional, seguro y eficiente de la energía.
- Tres afiches para exponer en el aula y en los corredores, pasillos o espacios de uso común de la escuela.
- Un video que acompaña en el recorrido de las instalaciones eléctricas.
- Un CD-Rom que contiene información sobre los cambios en la electricidad a lo largo de la historia e incluye un glosario de términos y una casa virtual.

C) Promoción

Para realizar el seguimiento de la iniciativa, se creó un Centro de Coordinación **El viaje de la energía** con un número gratuito y un Centro de Elaboración de Datos, dos departamentos coordinados por operadores especializados. Por otra parte se conformó un equipo de coordinadores pedagógicos para promocionar la iniciativa en las escuelas y organizar talleres didácticos con los docentes.

Las acciones realizadas desde el Centro de Coordinación fueron las siguientes:

1. Envío a todas las escuelas de enseñanza básica pertenecientes al área de concesión de EDESUR de un sobre conteniendo una carta al director informando acerca de la iniciativa, un folleto explicativo y un formulario de adhesión para llenar por los docentes interesados en participar de la iniciativa.

2. Recepción y catalogación de los pedidos.
3. Envío del kit a los docentes que lo solicitan, a través del correo.
4. Atención telefónica para apoyar a las escuelas y a los docentes.
5. Asesoramiento a docentes.
6. Organización de encuentros con los docentes.
7. Organización de talleres didácticos.
8. Charlas para supervisores e inspectores en acuerdo con el Ministerio de Educación para explicar la iniciativa y favorecer el conocimiento de la misma en las escuelas.
9. Organización de una exposición de trabajos realizados por los alumnos en una escuela con la presencia del Ministro de Educación de la Nación.
10. Promoción de un concurso cuyo objetivo fue estimular la imaginación, aplicar lo aprendido y consolidar el trabajo en equipo.

D) Concurso

En el marco del proyecto, se organizó un concurso y se ofreció la posibilidad de participar del mismo a todas las escuelas, docentes y alumnos que adhirieron a la iniciativa.

El objetivo del concurso fue ofrecer un espacio para que los alumnos transmitieran a familiares y conocidos mensajes relativos a la valorización de la electricidad como un recurso funda-

mental para el bienestar de las personas y el desarrollo de la sociedad.

Al igual que el material, también el concurso se organizó para dos niveles:

- Primer nivel, para alumnos de 6 a 8 años.
- Segundo nivel, para alumnos de 9 a 12 años.

Para el primer nivel, la consigna fue presentar un dibujo de técnica libre sobre **El viaje de la energía**. Los alumnos del segundo nivel debían presentar un folleto de campaña sobre alguna de las temáticas desarrolladas.

Los trabajos podían ser realizados en forma individual o grupal.

Los trabajos presentados fueron evaluados por un jurado de expertos conformado por docentes, pedagogos, técnicos y periodistas.

Los criterios de evaluación fueron la pertinencia, el esfuerzo, la coherencia, la creatividad y la elección de la forma expresiva.

En cada categoría se entregaron tres premios (para la escuela, para el docente y para el grupo clase).

Premios:

Primer premio

Escuela: televisor y videograbadora

Docente: computadora

Curso: mochila (una para cada alumno)

Autores: certificado de premiación

Segundo premio

Escuela: videofilmadora

Docente: cámara fotográfica digital

Curso: cartuchera (una para

cada alumno)

Autores: certificado de premiación

Tercer premio

Escuela: equipo de música

Docente: microcomponente

Curso: lapicera (una para cada alumno)

Autores: certificado de premiación

E) Evaluación y pruebas

Del total de aproximadamente 1.500 escuelas de enseñanza básica pertenecientes al área de concesión de EDESUR, un tercio corresponde a escuelas de la ciudad de Buenos Aires y los dos tercios restantes pertenecen a la provincia de Buenos Aires.

Un total de 2.650 docentes pertenecientes a 816 escuelas han adherido a la iniciativa. Esto significa que más de 100.000 alumnos participaron en este programa educativo.

Las escuelas adheridas se distribuyeron de la siguiente manera:

Ciudad Autónoma de Buenos Aires: 259 escuelas adheridas (189 públicas y 70 privadas) distribuidas de la siguiente manera:

Distrito Escolar	Cantidad de escuelas adheridas
2	12
3	2
4	15
5	7
6	21
7	9
8	12
11	32
12	23
13	12
14	6
16	6
17	32
18	11
19	13
20	26
21	5

Provincia de Buenos Aires: 557 escuelas adheridas (426 públicas y 131 privadas) distribuidas de la siguiente manera:

Partido	Cantidad de escuelas adheridas
Alte. Brown	98
Avellaneda	25
Berazategui	57
Cañuelas	29
Esteban Echeverría	63
Ezeiza	28
Florencio Varela	43
Lanús	65
Lomas de Zamora	78
Presidente Perón	14
Quilmes	45
San Vicente	12

Del total de escuelas que adherieron a la iniciativa, un 45% participó del concurso **El viaje de la energía**. En el Centro de Coordinación se recibieron 8.360 trabajos.

Todos los participantes del concurso recibieron un certificado de participación y a los ganadores (directivos, docentes y alumnos) se los invitó a un acto en la sala de un teatro, donde se entregaron los premios y se ofreció un espectáculo.

La cantidad y calidad de los trabajos recibidos para el concurso dan cuenta de la utilidad del material y de los resultados obtenidos a través de su aplicación.

A partir de los trabajos realizados por los chicos, se realizó una campaña de publicidad institucional con el objeto de promover el uso eficiente y el ahorro de energía. Los mensajes escritos por los alumnos en sus trabajos fueron grabados con voces infantiles y son difundidos en las principales radios.

De esta manera, los niños les brindan consejos a los adultos sobre cómo ahorrar energía a partir de la información que recibieron en la escuela brindada por EDESUR.

Además, estos mensajes son difundidos a través del sistema de música de espera de las centrales telefónicas de las oficinas de EDESUR.

A lo largo de la iniciativa, hemos recibido en el Centro de Coordinación, cartas y llamados de docentes, directivos y autoridades ponderando el material didáctico por su calidad y sus contenidos.

Valoração social e econômica da conversão de redes aéreas em subterrâneas

Ivo O. Cyrillo, Marcelo A. Pelegrini / SINAPSIS Inovação em Energia;

Fernanda G. Borger / FIPE;

Walter Belluzzo, Francisco Anuatti / USP;

Carlos A. Longue / AES Eletropaulo

BRASIL

ivo.cyrillo@sinapsisenergia.com; marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com;

fgborger@fipe.org.br; fanuatti@usp.br; belluzzo@usp.br

carlos.longue@aes.com

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica – CIDEL 2010
27 al 29 de septiembre de 2010
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

INTRODUÇÃO

MÉTODO DE AVALIAÇÃO CONTINGENTE

PESQUISA

RESULTADOS DESCRITIVOS

RESULTADOS QUANTITATIVOS

CONCLUSÃO

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

Resumo: Um grande motivador da realização de programas de conversão da rede aérea em subterrânea é a melhoria do aspecto estético, percebido através da melhoria urbanística e ambiental dos lugares objetos da conversão. A literatura mundial cobre grande parte dos temas da valoração dos custos e benefícios do enterramento de rede, porém a quantificação da disposição a pagar da sociedade pelo enterramento de redes ainda não foi completamente explorada.

Pensando nisso, foi conduzida uma pesquisa de disposição a pagar pela conversão das redes aéreas em subterrâneas na região da AES Eletropaulo, usando o Método de Avaliação Contingente, que extrai o valor monetário da disposição a pagar para um determinado bem descrito ao entrevistado. Com a aplicação da técnica é obtida uma estimativa dos benefícios ou custos de uma mudança no nível de provisão de um determinado bem ou serviço não transacionado no mercado, a qual pode ser usada numa Análise Custo-Benefício.

Esta pesquisa foi conduzida através de entrevista de 500 consumidores em áreas escolhidas da distribuidora, com um questionário validado através da realização de grupos de foco. Em seguida, foi extraído o valor da dispo-

sição a pagar dos consumidores pela conversão das redes aéreas em subterrâneas, com foco no valor estético do bem oferecido, bem como os fatores que mais se correlacionam com essa disposição a pagar. Este trabalho apresenta os procedimentos e os resultados dessa pesquisa, inédita em nível mundial.

Introdução

A conversão de sistemas de distribuição aéreos para subterrâneos é um assunto mundialmente discutido, principalmente no que se refere aos custos e benefícios envolvidos para toda a sociedade em curto e longo prazo. Não há ainda uma conclusão clara sobre a relação custo/benefício de um

programa extenso de enterramento de redes, ficando a realização de um programa abrangente dependente de uma decisão política, na maioria dos casos.

A conversão de redes aéreas em redes subterrâneas compreende a troca de padrão de rede aérea por rede subterrânea, incluindo nesta troca de padrão a

rede elétrica, de comunicação e outras. Deve-se notar que o enterramento de redes possui claramente um valor de uso e um valor de existência. O valor de uso, neste caso, refere-se ao valor derivado da redução das interrupções nos serviços dependentes da rede, a valorização imobiliária da vizinhança, por exemplo. O valor de existência, por outro,

está relacionado ao valor que as pessoas atribuem ao aspecto estético, mesmo que não sejam beneficiárias diretas dessas ações. Pesquisas internacionais apontam que o valor econômico dos benefícios da conversão de redes é insuficiente para arcar com o serviço, sendo necessário valorar as externalidades – positivas normalmente – do enterramento de redes com o fim de viabilizar sua execução.

Neste escopo, optou-se por quantificar o valor contingente do serviço de enterramento de rede, dado que este valor não é conhecido na literatura e não há metodologia ainda para valorá-lo. Foi utilizado o método de avaliação contingente para tal.

O serviço de conversão de redes foi definido como a conversão das redes aéreas em subterrâneas de um corredor comercial próximo a residência do entrevistado. Foram pesquisados somente os clientes residenciais.

Este artigo apresenta os resultados da pesquisa de disposição a pagar dos clientes residenciais pelo enterramento de redes em avenidas comerciais. Foram levantadas as percepções dos entrevistados em relação às redes subterrâneas. Estes resultados oferecem uma possibilidade de análise para o enterramento de redes do ponto de vista social, pois apontam para as percepções qualitativas e quantitativas em relação à este tipo de infraestrutura.

Método de avaliação contingente

A Pesquisa de Disposição a Pagar baseia-se no método de Avaliação Contingente, que consiste na técnica de mensuração utilizando pesquisas amostrais

para extrair as preferências individuais por bens e ou serviços, calculando a Disposição Máxima a Pagar (DAP) por uma melhoria de um serviço público, ou a Disposição Mínima a Receber (DAR) para um decréscimo na qualidade ou nível de oferta de um bem ou serviço. Essa estimativa pode ser interpretada como o valor do bem para um indivíduo representativo.

O método de avaliação contingente é uma das abordagens mais difundidas para obter a disposição a pagar por bens para os quais não existe um mercado. Em linhas gerais, o método de avaliação contingente consiste em apresentar ao indivíduo, preferivelmente em entrevistas face a face, um mercado hipotético para o bem sendo valorado. Então a disposição a pagar é eliciada através de uma questão convenientemente formulada. Dessa forma, o valor estimado é contingente ao mercado hipotético apresentado, daí a denominação do método.

Conduzir uma pesquisa de disposição a pagar com o método de Avaliação Contingente envolve circunstâncias diferentes das pesquisas convencionais. A montagem do cenário a ser apresentado ao entrevistado é o aspecto chave da concepção do estudo, o entrevistado deve saber o que está pagando ou deixando de pagar, como será o pagamento e as conseqüências de sua escolha.

Um ponto importante que diferencia a pesquisa é como obter a disposição a pagar do entrevistado. Há várias maneiras alternativas de perguntar a DAP, as duas principais são: o formato aberto (Open Ended) da pergunta, onde o entrevistado expressa o valor que deseja, a pergunta é: "Qual a sua disposição máxima a pagar por um determinado bem ou serviço?". Este enfoque tem sido cri-

ticado pelos especialistas, por ser extremamente vago e levar mais as pessoas a expressarem atitudes com relação ao bem do que avaliarem o bem ou projeto em questão. Outro modo seria o formato dicotômico (Referendum), que envolve uma escolha do entrevistado, a pergunta é "Você está disposto a Pagar a quantia \$ X pelo programa que está sendo avaliado?": Sim ou Não?

O modo "referendum" é mais apropriado para a avaliação de bens públicos, baseia-se no modelo político de mercado, onde as pessoas expressam suas escolhas por votação, aprovando ou desaprovando alternativas e à medida que fazem opções políticas e pagam pela provisão de bens públicos mediante taxas, tarifas públicas e impostos, produzem um cenário mais realista para a pesquisa de Avaliação Contingente.

Para empregar o método é utilizada uma combinação de técnicas qualitativas exploratórias como focus-group, entrevistas em profundidade, que subsidiam a pesquisa quantitativa. Antes da aplicação da pesquisa de campo são feitos testes prévios, pesquisas-piloto, para avaliar em condições reais o desempenho da pesquisa, do questionário e do processo de entrevista, assim como para treinar a equipe de pesquisadores.

Pesquisa

A pesquisa teve como finalidade avaliar a percepção e a disposição a pagar para a implantação de sistemas subterrâneos em regiões com os melhores índices de qualidade.

Especificamente, os melhores índices de satisfação dos consu-

midores residenciais, são ISQP, Índice de Satisfação da Qualidade Percebida, acima de 60%; IDAR, Índice da Dimensão da Qualidade; e IDATS, Índice dos Atributos da Qualidade de Fornecimento, também em patamares elevados e em áreas potenciais para a implantação da rede. Para definir as áreas de interesse para a pesquisa, foram identificadas as áreas que apresentaram os maiores índices de satisfação da Pesquisa Vox Populi Abradee (2006 e 2007) – ISQP e IDAR Fornecimento e IDATs.

Cinco áreas foram identificadas e selecionadas como potenciais para a implantação de Rede Subterrânea no âmbito da pesquisa. Após análise técnica e visitas a campo foram selecionadas as áreas de interesse, que correspondem a corredores comerciais com 300 metros de entorno das seguintes ruas/avenidas da cidade de São Paulo;

- Rua Teodoro Sampaio - Pinheiros
- Rua Paes de Barros – Mooca
- Rua Voluntários da Pátria – Santana
- Avenida Santo Amaro – Itaim
- Avenida Ibirapuera – Moema

O público alvo da pesquisa foi definido como os consumidores residenciais nas áreas dos corredores e do seu entorno. O entrevistado foi o chefe do domicílio ou conjugue, entre 18 e 70 anos, sem restrição de renda.

A estratégia de levantamento de dados foi o método de survey, entrevista domiciliar (face a face). O tamanho da amostra foi fixado em no mínimo 500 questionários válidos, 100 questionários por

área de pesquisa.

O questionário foi estruturado em perguntas abertas e fechadas, compreendendo blocos de perguntas referentes à:

- Avaliação da Eletropaulo e Satisfação com o Fornecimento de Energia
- Percepção e Conhecimento dos Entrevistados com relação à Rede Subterrânea
- Características Sócio-Econômicas do Entrevistado
- Disposição a Pagar

Entretanto, antes da pergunta de disposição a pagar, foi apresentado o cenário ou a construção hipotética de mercado. O cenário foi elaborado de forma que sua apresentação ao entrevistado - juntamente com uma seqüência de fotos e mapas - fosse plausível e de fácil entendimento.

O cenário apresentou:

- Uma breve introdução sobre Rede Subterrânea, com apresentação de fotos de duas áreas onde foram implantadas redes subterrâneas (Avenida Nove de Julho e Rua Oscar Freire) antes e depois das obras de aterramento.
- O projeto da Rede Subterrânea na área pesquisada, contendo mapa e fotos, a primeira de “como está a rede hoje” e a segunda simulando “como ficará a área após a realização das obras de aterramento”.
- O contexto institucional para a execução dos investimentos, destacando a necessidade de recursos para a realização das obras.

A pergunta sobre Disposição a Pagar seguiu o modelo referendado, em que os entrevistados respondiam SIM ou NÃO com o valor da DAP definido. Os valores dos lances da DAP no modelo referendado foram definidos empiricamente na fase exploratória da pesquisa. No focus group, a pergunta seguiu o formato aberto para identificar os valores da DAP a serem definidos no formato dicotômico.

Na pesquisa piloto a pergunta seguiu o formato double bounded - pergunta no modelo fechado (sim ou não) com repetição da pergunta conforme a resposta do entrevistado (se afirmativa foi repetida a pergunta com valor maior, se negativa foi repetida a pergunta com valor menor). A aplicação da pergunta deste formato permitiu aprimorar a definição dos valores da DAP e a distribuição pelo número de observações. Os lances utilizados na pesquisa final variaram de R 1,00 a R\$ 30,00 em uma escala de seis valores possíveis. Após a resposta à pergunta os entrevistados foram questionados sobre os motivos de terem escolhido pagarem ou não pagarem.

O meio de pagamento foi caracterizado através de um valor adicional na conta mensal de energia elétrica por um período de dois anos.

Resultados descritivos

Estes resultados apontam o entendimento do entrevistado médio em relação à concessionária, às redes subterrâneas de distribuição e às vantagens percebidas antes da apresentação do cenário para a pergunta de Disposição a pagar, ou seja, antes das fotos.

Satisfação com o Fornecimento

Para certificar-se que os entrevistados gozavam de qualidade de energia satisfatória, a pesquisa questionou sobre a satisfação do consumidor em relação a três aspectos da qualidade do fornecimento de energia elétrica: Interrupção de Energia, Rapidez na Volta da Energia e Variação de Voltagem. A satisfação observada se diferencia pelos atributos da qualidade. Do total de entrevistados 91,2 % está satisfeito ou muito satisfeito com o fornecimento sem interrupção, 87,4% está satisfeito ou muito satisfeito com o fornecimento sem variação de voltagem e 69,6% está satisfeito ou muito satisfeito com a rapidez na volta da energia.

As médias de satisfação com os atributos serviços foram: 8,23 para Interrupção, 8,02 para Variação de Voltagem e 7,19 para Rapidez com a Volta de Energia.

De forma geral os resultados refletiram os índices de qualidade já citados.

Conhecimento Sobre Rede Subterrânea de Energia Elétrica

Em relação ao conhecimento sobre rede subterrânea, 49% dos entrevistados declararam ter ouvido falar sobre rede subterrânea e 51% não sabem ou nunca ouviram falar. A Figura 1 apresenta esta relação. Esta pergunta foi realizada antes da apresentação do cenário.

A percepção da existência de redes subterrâneas não é diretamente relacionada com a percepção do espaço. Dois fatores corroboram para esta hipótese: mais moradores de áreas com maior proximidade de redes

subterrâneas responderam não ter conhecimento de redes enterradas, em comparação com as outras regiões e; os meios pelos quais os entrevistados tomaram conhecimento das redes subterrâneas apontam que a percepção das redes subterrâneas é fundamentalmente através da percepção indireta. Na Tabela 1 estão listados decrescentemente tais meios citados. A média foi o meio mais citado (44,44%), em contrapartida de 13% que perceberam as redes na própria cidade.

Foi perguntado aos entrevistados se estes conheciam alguma rua ou região com Rede Subterrânea. Os resultados mostram que apenas 29% conheciam alguma região com rede subterrânea de energia elétrica, enquanto que 71% afirmaram não conhecer ou não saber.

Os locais mais citados como tendo redes subterrâneas de energia elétrica foram, respectivamente, a Rua Oscar Freire, a Avenida Paulista, a Avenida 9 de Julho, a Avenida Rebouças e a Avenida Faria Lima, como se pode ver no gráfico abaixo. O centro de São Paulo, embora tenha suas redes enterradas à décadas, não figurou entre os locais mais citados, talvez porque possua redes aéreas de trólebus (ônibus elétrico), talvez por não figurar na mídia, uma vez que a Rua Oscar Freire foi a mais citada, mesmo estando próxima a avenidas mais movimentadas e maiores com redes enterradas, tais como Av. Paulista e Av. 9 de Julho. Deve-se citar que a R. Oscar Freire foi a última a ter suas redes enterradas, com boa cobertura da mídia.

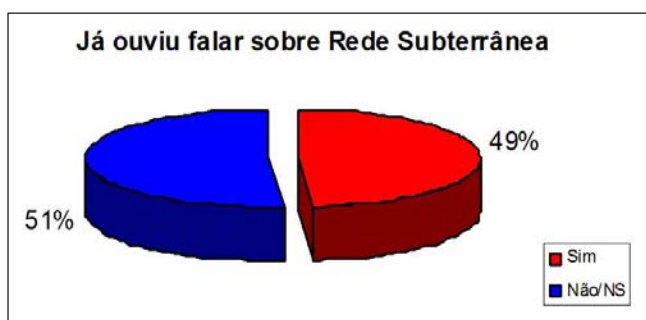


Figura 1: Conhecimento redes subterrâneas

Como tomou conhecimento sobre Redes Subterrâneas (% de respostas)	
Pela mídia	44,44
Por amigos/parentes	20,16
Viu em outra cidade/país	13,99
Já passou por rua/avenida	13,17
Propaganda	2,06
Estudou o assunto	1,65
Pelo Site da Eletropaulo	0,41
NS/NR	4,11

Tabela 1: Meios de conhecimentos das redes subterrâneas

Percepção de benefícios da rede subterrânea de energia elétrica

Quando questionados se os investimentos em obras de implantação de rede subterrânea trazem algum benefício para a população, 80% dos entrevistados responderam que sim, 16% que não e 4% responderam que não sabem.

Foram levantados de forma espontânea tais benefícios. Os mais citados foram, respectivamente, visual mais bonito (42%), redução de acidentes com a rede elétrica (17%) e redução de acidentes de trânsito (8%).

Os entrevistados avaliaram por grau de importância os nove principais benefícios da rede subterrânea. Como resultado 23,8% dos entrevistados escolheu em 1º lugar o Embelezamento e redução da poluição visual, 19,2% a Redução de riscos de acidentes e 21% a redução de problemas de fornecimento.

Percepção de Desvantagens da Rede Subterrânea de Energia Elétrica

Em relação à percepção de desvantagens proporcionadas pela obra, 88% dos entrevistados acreditam não haver nenhuma, contra apenas 9% que acreditam que a obra traz alguma desvantagem. Dos entrevistados que acreditam existir alguma desvantagem causada pela obra, 31,91% citaram o transtorno no trânsito/congestionamento, 27,66% citaram o barulho e 17,02% a sujeira nas ruas oriunda das obras.

Resultados quantitativos

Os resultados mostram que os entrevistados são indiferentes entre pagar R\$1,00 e R\$2,00 ao mês, dado que o mesmo percentual (80%) da amostra pagaria tanto R\$1,00 quanto R\$2,00. A mesma conclusão pode ser inferida para os valores de R\$5,00 e R\$10,00. Aproximadamente a mesma proporção de entrevistados pagaria R\$5,00 (50%) e R\$10,00 (55,56%) mensais. Da mesma maneira, os entrevistados não parecem ter uma percepção clara da diferença entre pagar R\$20,00 e R\$30,00 ao mês durante dois anos, visto que 28,89% deles pagariam R\$20,00 e 37,14% pagariam R\$30,00. Na média entre todos os 500 entrevistados, 55% deles pagariam o serviço de conversão de redes, com uma média estimada em R\$ 13,47 de acordo com o modelo proposto para cálculo da DAP.

Em seguida a pergunta da DAP, o entrevistado respondeu as razões de sua resposta, afirmativa ou negativa, de forma espontânea. Este levantamento é muito importante para avaliar a aceitação e a rejeição do projeto objeto da análise. O motivo mais citado foi a melhoria do visual (33,45%), seguido pela redução de acidentes com a rede elétrica (11,27%).

Em contrapartida, 39,11% dos entrevistados que não pagariam não o fariam por acreditarem ser obrigação da Eletropaulo, 15,56% por já pagarem muitos impostos, e 14,22% pelo fato de a conta de luz já ser alta.

Ao serem questionados se pagariam caso a obra não fosse realizada no próprio bairro, 43% dos entrevistados responderam que sim e 57% responderam

que não, considerando o mesmo valor mensal, condições de pagamento e cobrança na conta de luz.

i. Perfil Sócio-Econômico do Entrevistado

A distribuição de renda familiar demonstra que 44,6% dos entrevistados possuem renda superior a 10 salários mínimos, 51,2% têm renda entre 2 e 10 salários mínimos, e apenas 4,2% possuem renda inferior a 2 salários mínimos. A renda média mensal familiar é 11,24 salários mínimos.

A média de pessoas residentes no domicílio é 3. Quanto ao uso, 97,2% dos domicílios são exclusivamente residenciais, 77,2% são próprios, 63,4% são apartamentos e 36,6% casas. A área construída média é 150 metros quadrados.

Com relação à caracterização dos entrevistados 51% são do sexo masculino e 49% do sexo feminino. A média de idade dos entrevistados é 51 anos. A grande maioria dos entrevistados (85,6%) tem pelo menos o 2º grau completo: 47,8% têm ensino superior completo, 14,2% ensino superior incompleto e 23,6% colegial completo. Quanto à ocupação, 16,8% são autônomos, 10,6% são profissionais liberais, 9,2% empregados do setor privado e 33,2% são aposentados ou pensionistas.

ii. Estimação da DAP

O modelo de valoração proposto acima foi estimado utilizando-se a abordagem da Função Valoração, proposta por Cameron (1988). Especificamente, os coeficientes da função valoração, ou função de disposição a pagar são obtidos pelo método de máxima verossimilhança. Assumiu-se uma distribuição logística e

uma função valoração linear. Os resultados obtidos através desse procedimento são apresentados na Tabela 2.

Todas as variáveis incluídas no modelo são estatisticamente significantes. Interessantemente, os coeficientes para a variável renda e idade são negativos, indicando que quanto maior a renda e mais velho o entrevistado, menor a disposição a pagar pelo enterramento. Como esperado, os entrevistados que declararam ter lembrança de outros locais em que o enterramento foi realizado tem disposição a pagar maior, sendo o efeito predominante relativamente aos outros parâmetros.

Os coeficientes estimados e apresentados na tabela podem ser utilizados para definir uma função de disposição a pagar. Essa função relaciona as características representadas pelas variáveis e a disposição a pagar.

Utilizando as médias amostrais para cada uma das variáveis, encontra-se uma disposição a pagar média de R\$ 13,47 por mês, em dois anos, por domicílio do entorno da área em que o enterramento será realizado.

Conclusão

Este trabalho apresentou de forma sintética os resultados da pesquisa de DAP para enterramento de rede. Percebe-se pelas respostas dos entrevistados que o enterramento de redes é visto como um bem superior, havendo disposição a pagar pela sua realização. Ainda foi constatado que o valor médio da disposição a pagar é tanto maior quanto maior for o conhecimento destas redes, que é mais difundido em meios de comunicação. Como maior justificativa para a disposição a pagar o aspecto estético se destacou, segurança e qualidade da energia.

Bibliografia

PUTTING CABLES UNDERGROUND WORKING GROUP, "Putting Cables Underground Report," Australia, 1998.

BELLUZZO JR. W. Valoração de bens públicos: o método de avaliação contingente. São Paulo, 1995. 151p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo.

PORTNEY, Paul et alii. Report for the NOAA Panel on Contingent Valuation. 1993, 64 p.

TURNBULL, B. The Empirical Distribution Function with Arbitrarily Grouped, Censored, and Truncated Data. Journal of the Royal Statistical Society, 1976, Series B. 38: 290-95.

Tabela 2: Coeficientes e variáveis Significativas para valoração da DAP

	Coeficiente	Erro Padrão	Estat. t	Prob.
Constante	3.113	9.36	0.33	0.74
Renda familiar	-1.417	0.56	-2.53	0.01
Escolaridade	1.377	0.57	-2.43	0.02
Idade	-0.214	0.09	-2.45	0.01
Lembra outros locais	11.031	2.99	3.69	0.00
Vê benefício no projeto	6.628	3.76	3.76	0.08
Sigma (escala)	14.724	0.12	123.17	0.00

Anexos

Avaliação da Importância dos Benefícios

Benefício	Percentual de vezes em que apareceu em 1o lugar	Média ponderada (quanto menor melhor)
Embelezamento e redução da poluição visual	23,80%	3,72
Redução de riscos de acidentes	19,20%	4,12
Redução de problemas de fornecimento	21,00%	4,17
Conservação do meio-ambiente	10,00%	4,61
Melhoria da iluminação pública	8,00%	4,85
Circulação de pessoas nas calçadas	7,00%	5,06
Modernização do sistema	3,80%	5,87
Valorização imobiliária	2,40%	6,23
Redução de vandalismo e roubos de fios	5,00%	6,34

Automatización (SCADA y Gestión) de 150 IED SEL y 150 Reconectores de Pequeñas Subestaciones de Distribución Energía de EPM utilizando GPRS/3G

Juan Esteban Hoyos Pareja, Rafael Luna Uribe, Alejandro Vélez Vieira / EPM
COLOMBIA
juan.hoyos@epm.com.co

II Seminario Internacional: Mantenimiento en Sistemas Eléctricos – SIMSE 2009
29 de setiembre al 2 de octubre de 2009
Bogotá, Colombia

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

EL FUNCIONAMIENTO DE LA RED GPRS

DISPONIBILIDAD DE LA RED GPRS

CONEXIÓN A LA RED GPRS

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA GPRS PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN

COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

RECOMENDACIONES

TENDENCIAS EN COMUNICACIÓN

BIBLIOGRAFÍA

Resumen: Hoy en día Empresas Públicas de Medellín cuenta con aproximadamente 120 subestaciones de energía donde aproximadamente el 50% están interconectadas y telecontroladas desde un único sistema SCADA, gran parte de las subestaciones que no han sido integradas este sistema ya que, son subestaciones de media y baja tensión que se encuentran desatendidas en áreas rurales. Varios estudios anteriores a este proyecto mostraban que no era posible sido posible equiparlas con un sistema de comunicación y telecontrol remoto, ya que los análisis de la relación costo beneficio eran resultados negativos.

La falta de canales de de comunicación en los cuales la relación costo-beneficio sea viable y que se conjuguen tres grandes elementos de las comunicaciones: ancho de banda, disponibilidad y seguridad ha dificultado integrar dichas subestaciones al SCADA durante varios años. Tecnologías WAN como GPRS y luego UMTS/3G, pueden ser la solución a algunos de éstos problemas pero antes hay que tener algunas consideraciones y restricciones para poder seguir manteniendo los niveles de costo-beneficio.

Gracias a los avances de la tecnología disponible y sus bajos costos de adquisición se pueden reevaluar, en muchas subestaciones, la posibilidad de integrarlas al SCADA por medios de comunicación alternativos como lo es GPRS, los cuales tienen una disponibilidad y confiabilidad inferior a la de una fibra óptica, pero pueden ser de gran ayuda para operar un sistema Eléctrico con muchas características de ruralidad. Establecer un medio de comunicación vía GPRS nos puede resolver además el problema de la gestión remota de los IEDs, funcionalidad indispensable para el mantenimiento, operación y configuración de todos los equipos de la red.

Con frecuencia se requiere que los equipos instalados en la red de distribución, como las subestaciones ubicadas en áreas rurales, sean interconectadas al SCADA central con el fin de mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica como también obtener la información necesaria y operar la red de una forma segura y confiable.

Este artículo pretende ilustrar el funcionamiento de la tecnología GPRS para automotización de subestaciones del mercado regional, descripción de las pruebas realizadas, que equipos se han utilizado y dar algunas recomendaciones de uso.

Introducción

Durante varios años el proceso de telecontrol se ha enfocado a automatizar las subestaciones que contienen líneas de transmisión o subestaciones que por su importancia, sea geográfica o por su capacidad en MW, son vitales para mantener el sistema eléctrico en perfecto funcionamiento.

Con la implementación del servicio eléctrico en áreas rurales retiradas de los cascos urbanos a incrementado los costos de mantenimiento de la infraestructura. La necesidad de mejorar los niveles de servicio, han llevado a las empresas del sector eléctrico a involucrarse en la búsqueda de procedimientos que brinden una reducción de costos, disminuyan los tiempos de interrupción de servicio como también los tiempos de reparación y puesta en servicio, y que a su vez aumente la productividad de los recursos humanos disponibles.

Para que todo esto sea posible, es necesario que las subestaciones ubicadas en áreas rurales ó equipos de control instalados en la red de distribución estén dotadas de un sistema de comunicación que sea seguro, con alta disponibilidad y el ancho de banda suficiente para realizar las funciones de operación y mantenimiento remoto.

Las comunicaciones LAN/WAN basadas en Ethernet y TCP/IP son ahora comunes para comunicar subestaciones y centros de control y usualmente requieren un medio con comunicación permanente, lo cual complica la implementación de sistemas por llamadas a través de la PSTN. Cada estación debe de estar en la capacidad de enviar datos en tiempo real al Centro de Control.

Implementar una infraestructura de comunicaciones integradas es un componente esencial para el desarrollo de una red moderna, ya que por medio de éstas se logra una infraestructura dinámica que provee información en tiempo real. También permite integrar varios IEDs (Intelligent Electronic Devices), tales como medidores inteligentes, centros de control, PLC (Programable Logic Controller), equipos de protección, los cuales pueden interactúa de forma natural con el resto de usuarios de la red.

Los estándares universales de comunicación como los son las redes TCP/IP, han llevado a surgimiento del protocolos IEC 61850 que está especializado para la infraestructura eléctrica, siendo el más ocionado para convertirse en un verdadero

estándar, como lo observamos en la siguiente figura 1 obtenida de Newton Evans Research, donde se observa que el protocolo IEC 61850 es el que más se va a implementar en el periodo 2007-2011, seguido muy de cerca por las tecnologías TCP/IP, es de aclarar que el DNP 3.0 LAN y el IEC 61850 son tecnologías basadas en TCP/IP.

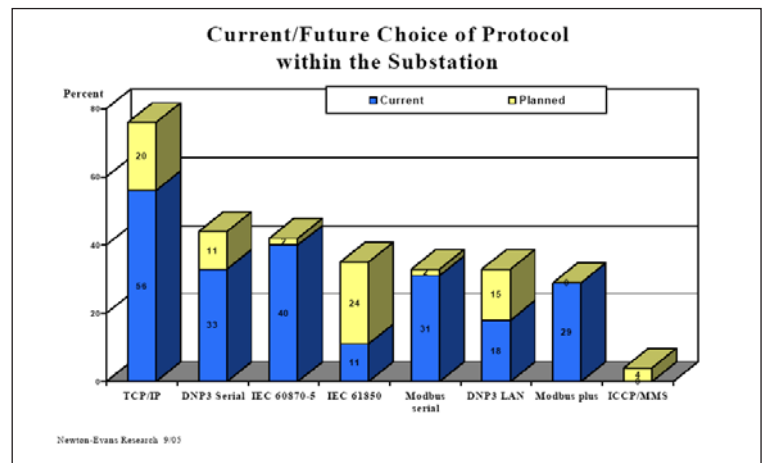


Figura 1. Presente/Futuro Selección de Protocolos Dentro de la Subestación

El funcionamiento de la red GPRS

General Packet Radio Service o GPRS es una tecnología digital de telefonía móvil. Es considerada la generación 2.5, entre la segunda generación (GSM) y la tercera (UMTS). Proporciona altas velocidades de transferencia de datos (especialmente útil para conectar a Internet) y se utiliza en las redes GSM.

GPRS es sólo una modificación de la forma de transmitir datos en una red GSM, pasando de la conmutación de circuitos en GSM (donde el circuito está permanentemente reservado mientras dure la comunicación aunque no se envíe información en un momento dado) a la conmutación de paquetes.

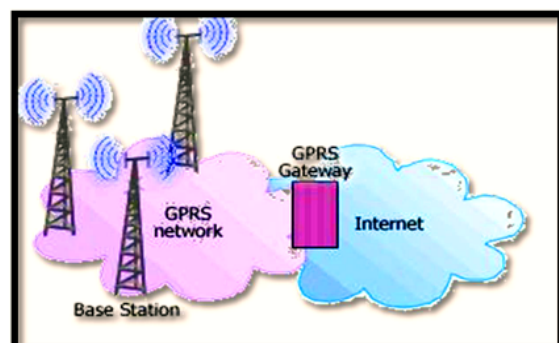


Figura 2

Los canales RX y TX operan en un modo full dúplex con 8 ranuras de tiempo o time-slots. Estas ranuras de tiempo son negociadas entre la unidad móvil y la red del proveedor de servicios celulares, dependiendo de la congestión de la red en momentos de demanda pico, puede ocurrir que no hallan ranuras de tiempo disponibles para GPRS, por lo que la conectividad se pierde por aproximadamente un minuto o más.

Esta es la razón de no usar GPRS para interconectar subestaciones importantes, como también la de no implementar la función de cargar remotamente parámetros de configuración en las cuales la pérdida de conectividad puede traer como consecuencia la pérdida de datos. En comparación a las conexiones clásicas tipo dial-up o marcado telefónico, GPRS ofrece la posibilidad que la subestación esté directamente conectada al centro de control sin la necesidad de un servidor front-end encargado de realizar el polling de las llamadas por dial-up. La tecnología GPRS posibilita enviar y recibir mensajes espontáneos.

A pesar de estos inconvenientes, Walter K. Eichelburg en su artículo *Distributed Wireless Automation Using GPRS/3G* (2007) establece que en Alemania, la disponibilidad por subestación es aproximadamente del 99% lo cual es suficiente para pequeñas subestaciones.

El fabricante de modem GPRS con el cual funcionó el piloto fue YXwireless una empresa de origen Chileno con proyección internacional en la comercialización de sus productos.

Disponibilidad de la red GPRS

Muchas de las dudas que surgen cuando se pretende instalar un sistema de comunicaciones el cual es administrado por un agente externo a la empresa surgen preguntas tales como: Que pasa cuando hay una falla en la red de potencia? ya que en estos momentos es cuando más necesito que la red de telecontrol funcione correctamente o que pasa cuando hay un evento como festividades de la región donde se incrementa el uso de la telefonía celular? Puede colapsar el sistema de comunicación?.

Para dar respuesta a la primera pregunta, es necesario indagar del proveedor de servicios GSM/GPRS, si las BSS, Base Station Subsystem tienen la capacidad de trabajar durante aproximadamente 3 días desde el momento en que ocu-

rre evento por medio de una planta de energía ya sean a Diesel o Gasolina.

En el caso que ocurra congestión de usuarios, es el elemento más limitante del uso de la tecnología GPRS para procesos de control. La tecnología ha sido diseñada para trabajar a una velocidad de acceso medio-bajo para dispositivos como PDAs, portátiles, Celulares etc.

Los datos transmitidos por GPRS comparten la red con las llamadas de teléfonos celulares sobre GSM, por tal motivo es necesario alguna priorización, desafortunadamente, la mayor parte de los proveedores de servicio GPRS, le dan la mayor prioridad al servicio telefónico. Este punto es de gran importancia y se debe buscar que los proveedores de servicio celular puedan ofrecer varios mecanismos para establecer la prioridad de los datos transmitidos por la red.

Conexión a la red GPRS

La mayoría de proveedores de la tecnología GPRS, asignan una APN para diferenciar los servicios ofrecidos como las redes que tienen dentro de su dominio. Una APN o Access Point Name es el nombre de un punto de acceso para GPRS a configurar en el dispositivo celular para que pueda acceder a Internet o a la red privada de la empresa. Los APN pueden ser variados y son usados en redes tanto Públicas como Privadas.

El nombre del APN es determinado en conjunto con el proveedor de servicios. Dentro de la APN configurada por el proveedor se establecen los rangos de direcciones IP estáticas que se desean utilizar para poder establecer un enlace LAN-to-LAN entre la red GPRS y la red de la empresa.

A diferencia de otros proyectos GPRS llevado a cabo por varias empresas del sector eléctrico en el cual usan un modem GPRS como "marcador", el cual se encarga de realizar llamadas a cada una de los modem remotos y establecer una comunicación, éste proyecto busca establecer una conexión sobre un esquema LAN-to-LAN, para lo cual es necesario que los equipos terminales, modem GPRS o routers puedan realizar Network Address Translation (NAT) y conectarse automáticamente a la RED GPRS del operador. Como resultado cada equipo en la Subestación obtiene una dirección IP arreglada dentro del rango de direcciones accesible desde el Centro de Control.

La conexión entre el proveedor de servicio y la empresa se realiza por medio de un enlace VPN *Virtual Private Network*, con el fin de garantizar la seguridad de la información transmitida a través de la red pública. Como se muestra en la figura 3.

Proyecto implementación de un sistema GPRS para la red de distribución

El primer acercamiento a la tecnología GPRS para comprobar su funcionamiento en las redes de distribución energía e instalar 4 equipos ubicados en diferentes sectores del departamento con el fin de poder realizar maniobras de operación, abrir cerrar interruptores, como también proveer de datos confiables el sistema de control pérdidas energía. Por otro lado se espera que por el mismo medio podamos obtener los datos de calidad de la potencia para SE donde no se tiene ningún otro medio.

En un principio se tuvieron muchas dificultades en comprender el funcionamiento de la red y cómo realizar un enlace económico y seguro. Luego que se estableció el canal de comunicaciones entre el operador y la empresa se comenzó a probar la estabilidad de la conexión.

Después realizar varias pruebas en diversas subestaciones, llegamos a la conclusión que los módems con los que estábamos tratando de realizar la integración la funcionalidad de reconectar automáticamente a la red GPRS después de perder el enlace, no funcionaba correctamente, traduciendo-se a intermitencias y paro de funcionamiento. Obligando a reiniciar el modem de una forma manual.

Se decidió probar con otra marca de módems, para ver si el problema era del modem o del proveedor de servicios. Durante varios días se sostuvo una comunicación estable con el equipo, esto nos ayudó a corroborar que el problema residía en el firmware instalado en el modem.

Estos inconvenientes con los módems causó varios retrasos en los planes de la implementación del proyecto GPRS y modificación de los plazos, hasta el día de hoy solo se ha podido establecer comunicación permanente con 2 subestaciones de una forma simultánea.

Se espera en los próximos días la adquisición de nuevos modem GPRS, y nuevos planes de datos para poder realizar pruebas contundentes de las funcionalidades y riesgos que puede conllevar la implementación de esta tecnología.

Los consumos promedios en MB para un IED de distribución el cual es interrogado cada 5 segundos preguntas clase 1/2/3 y cada hora se le hace una pregunta clase 0/1/2/3, que corresponde a una Interrogación General del IED, es de aproximadamente 1MB transmitidos durante 24h. Entonces si en una subestación tengo 10 IED el consumo mensual es de 300MB.

Uno de los principales problemas obtenidos fue la puesta a punto los módems GPRS para que mantuvieran la conexión el mayor tiempo posible y no fuera necesario reiniciarlos en el sitio. Como también lo fue la creación de la APN y la VPN entre el operador celular y la empresa.

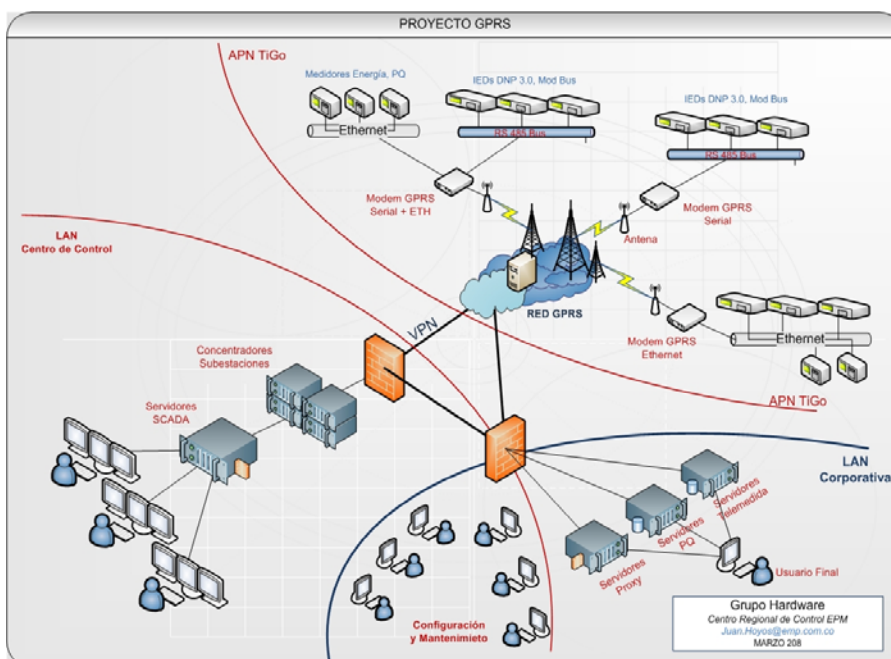


Figura 3. Grupo Hardware Centro Regional de Control EPM

Este proyecto se puede ver replicado de forma similar para aplicaciones de Tele-medida en Energía, Agua y Gas, calidad de la potencia, control perdidas energía, mantenimiento equipos, control de luminarias etc.

Que beneficios se ESPERAN del sistema

- 1) Reducción número de dispositivos requeridos para la automatización.
- 2) Disminución de costos, el tamaño físico de la instalación, cableado, tiempos de instalación y mejora las labores de ingeniería y mantenimiento.
- 3) Tiempos más cortos de recuperación del sistema eléctrico después de eventos.
- 4) Mejor utilización de la plataforma instalada.
- 5) Simplificar el diseño, velocidad de implementación y facilidad de replicar en varias subestaciones.
- 6) Eliminar los problemas de integración
- 7) Reducir el número de aplicaciones de SCADA y unificar todo el control en una sola plataforma de operación.
- 8) Realizar parametrización remota de los equipos instalados en las SE.
- 9) Reducir las pérdidas de energía.

Para continuar con el proyecto se recomienda definir un alcance formal en el cual se identifiquen los recursos y sus responsabilidades para realizar un piloto con un mayor número de subestaciones o reconectores.

Costos de implementación

Los costos son una de las razones más importantes por las cuales los proyectos salen adelante o se dan desiertos, si los costos mensuales de la conexión GPRS exceden el presupuesto designado, a largo tiempo se convierte en una inversión no rentable, que conllevaría a seguir operando y manteniendo la subestación como en el pasado.

Con la mayoría de los proveedores GPRS, los costos de la solución, en el caso de comprar planes de datos limitados, depende de 2 factores:

- Un plan mensual de datos el cual delimita la cantidad máxima de datos que puedo transmitir.
- El costo adicional de cada MB que sea en-

viado, después de haber agotado la cantidad máxima obtenida en el paquete de datos.

En la actualidad varios proveedores están ofreciendo equipos con planes de datos ilimitados, a un precio muy asequible, inferiores a USD \$30, eliminando la preocupación sobre la cantidad de datos que podemos capturas de los equipos ubicado en la red de distribución.

En el mercado se pueden conseguir módems con interfaz serial o con interfaz Ethernet RJ45, dependiendo de la estructura de red que se desee implementar. En el caso que se requiera realizar una LAN-to-LAN o implementar una red Ethernet entre varios equipos de una subestación es necesario que el modem GPRS posea funciones de enrutamiento con puertos Ethernet RJ45 y posibilidad de realizar NAT con conversiones estáticas. El costo de éste equipo oscila entre USD400 y USD500. Los módems de con interfaz serial necesitan adquirir un router adicional el cual pueda realizar el NAT. Los costos de este módems serial oscila entre USD200 y USD300 y el router Cisco 1721 el cual cumple con las funcionalidades descritas anteriormente.

Costos anuales de implementación

Subestaciones SCADA + Gestión serial			
Equipos	Cantidad	Costos U	Costo Total
Modem GPRS + Antena	1	1.000.000	1.000.000
Conv Ethernet a RS485	1	500.000	500.000
Fuente DC-DC	1	300000	300000
Conv.RS232 a RS485	10	150.000	1.500.000
Plan datos ilimitado x (mes)	12	60.000	720.000
Total costos en un año			4.020.000

Subestaciones solo SCADA serial			
Equipos	Cantidad	Costos U	Costo Total
Modem GPRS + Antena	1	400.000	400.000
Fuente DC-DC	1	300000	300000
Convertor RS232 a RS485	1	150.000	150.000
Plan datos ilimitado x (mes)	12	60.000	720.000
Total costos en un año			1.570.000

Subestaciones SCADA + Gestión LAN			
Equipos	Cantidad	Costos U	Costo Total
Modem GPRS + Antena	1	1.000.000	1.000.000
Switch	1	1.000.000	1.000.000
Fuente DC-DC	1	300000	300000
Plan datos ilimitado x (mes)	12	60.000	720.000
Total costos en un año			3.020.000

Recomendaciones

Cuando se instalen redes GPRS con más de 50 elementos, es necesario negociar con el proveedor de servicios la posibilidad de obtener una mejor prioridad en el transporte de los datos sobre el transporte de la voz.

A medida que se compren más equipos, el mantenimiento y la supervisión de éstos enlaces se torna complicada, se recomienda que los equipos que se instalen posean gestión por medio del estándar SNMP (Protocolo Simple de Administración de Red) el cual es un protocolo de la capa de aplicación que facilita el intercambio de información de administración entre dispositivos de red. Es parte de la familia de protocolos TCP/IP. SNMP permite a los administradores supervisar el desempeño de la red, buscar y resolver sus problemas, y planear su crecimiento. Así mismo como un grupo destinado a brindar el mantenimiento

Garantizar que los modem se reinicialicen automáticamente cuando no detecten actividad en la RED GPRS, o cuando tengan algún inconveniente, garantizando que el servicio de comunicaciones va a estar disponible cuando se necesite.

En lo posible no subir configuraciones de Firmware de los equipos, ya que como se mencionó anteriormente, en la red GPRS, la prioridad la tienen las llamadas, pudiendo ocasionar una interrupción del servicio lo cual puede repercutir en la transferencia de archivos, generando una configuración corrupta del firmware.

El tener más subestaciones y equipos integrados al sistema SCADA, implica aumentar el personal del área de operación o adquirir tecnología para procesar los datos y obtener información útil.

Tendencias en comunicación

La NETL (National Energy Technology Laboratory) conformó un grupo de desarrollo llamado durante los años 2005 – 2006 “The Modern Grid Strategy” (MGS) el cual busca, acelerar la modernización del sistema de potencia de Estados Unidos. En uno de sus documentos “Appendix B1: A Systems View of the Modern Grid, *Integrated Communications*” NETL define cuales son los principales medios de comunicación disponibles para lograr la transferencia de datos e información entre los dispositivos de la red y el centro de control.

Siendo GPRS una de los recomendados por la NETL, hay varias tecnologías adicionales sobre las cuales se realizar pruebas de integración.

Broadband over Power Line

Originalmente enfocada para proveer acceso a internet y transmisión de voz utilizando el protocolo IP (Internet Protocol) para usuarios domésticos o empresariales. BPL está comenzando a ser utilizada en Estados Unidos para cumplir con las necesidades de las funcionalidades tales como DER (Distributed Energy Resource), AMR (Automatic Meter Reading) como también para monitoreo de video utilizado principalmente para seguridad de la red de distribución y otras utilidades que necesiten una alta velocidad de transferencia de datos.

Tabla 1. Broadband over power line (BPL) technology “Modern Grid Systems View: Appendix B1 v2.0 *Integrated Communication*”

Broadband over Power Line (BPL)	
Nombre	Descripcion
Broadband over power line	<ul style="list-style-type: none"> • Meets some utility needs for AMR, DER, DR, and consumer portal applications, as well as DA, video monitoring, and other highspeed data applications. • Deployable only over low- and medium-voltage distribution facilities • Demonstrated in over 30 pilots and trials • Has not penetrated the communications market as the lead candidate for supporting the modern grid’s communications infrastructure • Deployment and integration with distribution facilities currently limited • Numerous vendors are aggressively marketing these products • Next-generation systems now under development promise lower cost, improved performance, higher speed, and utility applicability • Application at transmission voltages may also be viable • Radio frequency interference with ham radio identified in some BPL technologies; however, techniques have been developed and appear effective in eliminating the interference.

Tecnologías inalámbricas

Numerosas tecnologías inalámbricas están emergiendo como posibles candidatas para proveer una infraestructura de comunicaciones para una red moderna, a la fecha solo algunas pocas han realizado una significativa penetración del mercado en otros sistemas o para aplicaciones del usuario.

Tabla 2. Tecnologías Inalámbricas “Modern Grid Systems View: Appendix B1 v2.0 Integrated Communication”

Tecnologías Inalámbricas	
Nombre	Descripción
Multiple address system radio	<ul style="list-style-type: none"> Consists of a master radio transmitter/receiver and multiple remote transmitters/receivers Master can access multiple units Can be used as a repeater radio to transmit signals over or around obstructions Used widely by utilities for SCADA systems and DA systems Flexible, reliable, and compact
Paging networks	<ul style="list-style-type: none"> Radio systems that deliver short messages to small remote mobile terminals One-way messaging is cost effective, but two-way is generally cost prohibitive Some paging standards exist, but many systems remain proprietary
Spread spectrum radio systems	<ul style="list-style-type: none"> Used in point-to-multipoint radio systems Can operate unlicensed in 902-928 MHz band but must continually hop over a range of frequencies Line of sight is needed for optimal coverage Often used as last-mile connection to a main communications system
WiFi	<ul style="list-style-type: none"> Utilizes IEEE 802.11b and IEEE 802.11g Data transfer rates range from 5 – 10 Mbps for 802.11b and up to 54 Mbps for 802.11g Effective for in-office or in-home use Range is only about 100 meters
WiMax	<ul style="list-style-type: none"> Utilizes IEEE 802.16 Provides longer distance communications (10 – 30 miles) with data transfer rates of 75 Mbps May be used as the spine of a transmission and distribution communications system that will support WiFi applications for SA or DA Can communicate out-of-sight using IEEE 802.16e and can communicate with moving vehicles Communicates point-to-point with different vendors
Next-generation cellular (3G)	<ul style="list-style-type: none"> Can be applied as a low-cost solution for SA to control and monitor substation performance when small bursts of information are needed May not meet the quality needs of online substation control and monitoring Expected to be cost effective and quickly implemented Coverage may not be 100% (some dead zones) Time division multiple access (TDMA) Wireless Digital cellular communication technology that allocates unique time slots to each user in each channel Utilizes IS-136 standard Two major (competing) systems split the cellular market: TDMA and CDMA (see below); third-generation wireless networks will use CDMA
Technology Description Code division multiple access (CDMA) wireless	<ul style="list-style-type: none"> Has become the technology of choice for the future generation of wireless systems because network capacity does not directly limit the number of active radios; this is a significant economic advantage over TDMA Has been widely deployed in the United States Utilizes the IS-95 standard which is being supplanted by IS-2000 for 3G cellular systems
Very small aperture terminal (VSAT) satellite	<ul style="list-style-type: none"> Provides new solutions for remote monitoring and control of transmission and distribution substations Can provide extensive coverage Can be tailored to support substation monitoring and provide GPS-based location and synchronization of time (important for successful use of phasor measurement units) Quickly implemented High cost, except for remote locations Functionality effected by severe weather

Tabla 3: Otras tecnología. Modern Grid Systems View: Appendix B1 v2.0 Integrated Communications

Otras Tecnologías	
Nombre	Descripción
Internet2	<ul style="list-style-type: none"> Next-generation high-speed internet backbone More than 200 universities are working to develop and deploy advanced network applications
Power-line carrier	<ul style="list-style-type: none"> Supports advanced metering infrastructure (AMI) deployments and grid control functions, such as load shedding Communicates over electric power lines Provides low-cost, reliable, low- to medium-speed, two-way communications between utility and consumer
Fiber to the home (FTTH)	<ul style="list-style-type: none"> Provides a broadband fiber-optic connection to customer sites Costs of installation and associated electronics prohibitive For decades, has been the “holy Grail” of the telecommunications industry, promising nearly unlimited bandwidth to the home user To be cost-effective, needs passive optical network, which permits a single fiber to be split up to 128 times without active electronic repeaters; general decrease in cost of electronics is also helpful
Hybrid fiber coax (HFC) architecture	<ul style="list-style-type: none"> Uses fiber to carry voice, video, and data from the central office (head end) to the optical node serving a neighborhood Cable operators have begun plant upgrades using HFC to provide bi-directional services, such as video-on-demand, high-speed Internet, and voice-over-Internet protocol
Radio frequency identification (RFID)	<ul style="list-style-type: none"> Uses radio frequency communication to identify objects Provides an alternative to bar codes Does not require direct contact or line-of-sight scanning Low-frequency systems have short ranges (generally less than six feet); high-frequency systems have ranges of more than 90 feet.

Bibliografía

U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, National Energy Technology Laboratory. 2007. *A Systems View of the Modern Grid, Appendix B1 v2.0: Integrated Communications Optimizes Assets and Operates Efficiently.*

Solveig M. Ward (2007). Communication channel, requirements for pilot protection. *PAC World*, 1, 46-51.

Walter K. Eichelburg, Distributed Wireless Automation Using GPRS/3G, Bahnsteggasse 29/1/20, A-1210 Vienna, Austria.

Dukart, J. R. 2003. The future of distribution. *Transmission and Distribution World* (Enero), http://tdworld.com/mag/power_future_distribution/.

Bonneville Power Administration (BPA) Technology Innovation Office (2006), *Transmission Technology Roadmap.*

Implementación de un sistema moderno y automatizado de gestión hidrometeorológica para la producción de energía eléctrica del Complejo Hidroeléctrico Mantaro

Oswaldo Rueda Fernández / ELECTROPERU S.A.
PERÚ

orueda@electroperu.com.pe

**III Seminario Internacional: Hidrología Operativa y Seguridad de Presas
21 al 24 de abril de 2010
Concordia, Entre Ríos - Argentina**

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. ALCANCE DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA MODERNO Y AUTOMATIZADO DE GESTIÓN HIDROMETEOROLÓGICA
3. LECCIONES APRENDIDAS
4. CONCLUSIONES
5. RECOMENDACIONES

Resumen: ELECTROPERU S.A. es una empresa estatal peruana de generación eléctrica, de derecho privado y que participa en el mercado competitivo de generación en el Perú con la propiedad, operación y mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico Mantaro con una potencia total instalada de 1008 MW y ubicada en la localidad de Colcabamba del departamento de Huancavelica, en la parte central del Perú. El Complejo Hidroeléctrico Mantaro participa con el 20% del mercado del Sistema Interconectado Nacional.

El río Mantaro constituye la fuente hídrica del Complejo Hidroeléctrico Mantaro con una extensión de su cuenca hidrográfica de 18,290 km² hasta la Presa Tablachaca donde se realiza las obras de toma; además ELECTROPERU S.A. ejecutó afianzamientos hídricos con 16 embalses regulados y capacidad de regulación útil en total de 200 millones de metros cúbicos (MMC) y opera desde ya muchos años una red hidrometeorológica convencional de 72 estaciones en toda la cuenca con observadores para la toma de datos, consituyendose en una de las cuencas más instrumentadas y con data histórica del Perú.

El presente documento describe la implementación y alcances de un moderno sistema de gestión hidrometeorológica para producción de energía eléctrica del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, cuyo principal objetivo es maximizar la producción de energía eléctrica en todo el diagrama de carga horario, mensual y anual; optimizando el uso del recurso hídrico de la cuenca y de las lagunas o embalses regulados; sobre todo en el periodo de estiaje. Esto se realiza con la aplicación de una herramienta, un modelo HMS (Hydrologycal Managment System) computacional, que procesa la información del comportamiento hidrometeorológico de la cuenca del río mantaro y optimiza el despacho tanto hídrico como eléctrico para cubrir parte de la demanda del sistema interconectado eléctrico nacional; y asociado a esta herramienta de gestión toda una infraestructura (equipos) para recibir y transmitir la información y actuar según los resultados del modelo HMS y despacho hídrico.

Dentro del alcance, la moderna infraestructura comprendió la ingeniería, fabricación, suministro, desarrollo de software, pruebas en fábrica, montaje, puesta en servicio, capacitación, repuestos y equipos de prueba de: i) Red Hidrometeorológica (Estaciones Remotas Automáticas); ii) Sistema de Regulación de Lagunas; iii) Centro de Control Hidrometeorológico y iv) Software HMS. El diseño de la moderna infraestructura tuvo en cuenta que las estaciones son desatendidas, operan en lugares remotos de las localidades urbanas y en condiciones ambientales adversas como los niveles de temperatura y altura sobre el nivel del mar (entre 1800 y 4500 m.s.n.m).

Asimismo se describe la funcionalidad del modelo HMS como herramienta principal de la moderna gestión hidrometeorológica en cuanto a método utilizado y se muestra resultados de las simulaciones, pronósticos de caudal y optimización de la operación de los embalses para los objetivos descritos en la operación del Complejo Hidroeléctrico Mantaro. Puesto que el parque generador en el Perú está conformado por unidades hidroeléctricas y térmicas, estas últimas con mayor costo variable por unidad de energía, los resultados de la optimización hacen posible que el costo marginal en el despacho económico del sistema interconectado.

Finalmente se presenta las conclusiones, recomendaciones y lecciones aprendidas en la implementación de esta importante y moderna sistema de gestión hidrometeorológica en el Complejo Hidroeléctrico Mantaro.

1. Introducción

ELECTROPERU S.A. es una empresa estatal peruana, de derecho privado y que participa en el mercado competitivo de generación de energía eléctrica en el Perú con la propiedad, operación y mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, el mismo que cuenta con dos centrales hidroeléctricas en cascada con potencia instalada de 1008 MW, ubicada en la localidad de Colcabamba del departamento de Huancavelica; la Presa Tablachaca y Túnel de aducción de 20 Km; dieciséis (16) embalses o lagunas reguladas en la cuenca del río Mantaro ubicado en la parte central del Perú. El Complejo Hidroeléctrico Mantaro participa con el 20% del mercado del Sistema Interconectado Nacional.

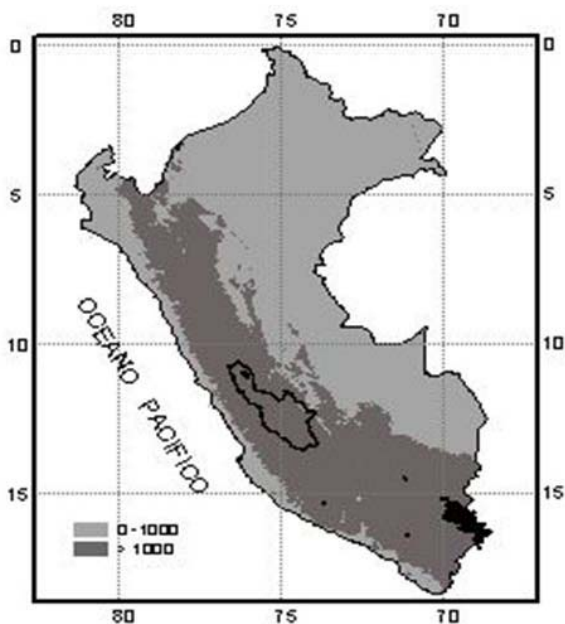


Figura 1. Cuenca del Río Mantaro (18,290 Km²) aprovechado en el Complejo Hidroeléctrico Mantaro

El río Mantaro constituye la fuente hídrica del Complejo Hidroeléctrico Mantaro y es el más importante de la sierra central del Perú tanto por la extensión de su cuenca hidrográfica, como por su trascendencia en la economía de la región. En la cuenca alta del río Mantaro se aprovecha la regulación de la cabecera del río con una regulación de 441 millones de metros cúbicos (MMC) en el Lago

de Junín. ELECTROPERU S.A. opera desde ya muchos años una red hidrometeorológica convencional de 72 estaciones en toda la cuenca con observadores para la toma de datos, constituyéndose en una de las cuencas más instrumentadas y con data histórica del Perú.

Las condiciones climáticas en la zona de la cuenca son variadas puesto que la temperatura media varía de 0° C y 28 °C, y la humedad relativa media se encuentra alrededor de 67 %; así como la zona es de montaña, alcanzándose alturas desde los 1800 hasta 4500 m.s.n.m. con altas precipitaciones en los meses de enero a marzo.

La Presa Tablachaca, que se encuentra a 2695 m.s.n.m., es donde se ubica la captación de las aguas para las centrales del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, siendo el área de captación de la cuenca del Mantaro hasta la presa de 18,290 km², con un recorrido del río de 377 km en total.

A fin de incrementar en Tablachaca el caudal durante los periodos de estiaje, a partir del año 1995 ELECTROPERU S.A. inició un programa intensivo de construcción de embalses de regulación estacional. A la fecha se ha logrado alcanzar una capacidad de regulación útil de aproximadamente 200 MMC en 16 embalses regulados, con una inversión de U.S. \$13.30 millones de dólares americanos; incrementándose la cantidad de recursos hídricos regulados del río Mantaro de manera que la potencia efectiva y energía firme entregada por las centrales del Complejo Hidroeléctrico Mantaro sea la máxima posible.

Por otro lado, las empresas que cuentan con generación hidroeléctrica, para competir, deben mantenerse actualizados en los aspectos ambientales que puedan tener impacto sobre su región de influencia; y dentro de este orden de cosas, ELECTROPERU S.A. viene realizando acciones de prevención de la contaminación y conservación del medio ambiente en el ámbito del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, que incluye un programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA); y desarrolla

compromisos específicos relacionados de: Monitoreo de aguas, de sedimentos, mantenimiento de rellenos sanitarios, programas de sensibilización en la Zona Centro y poblaciones asentadas a lo largo del río Mantaro, apoyo a programas de prevención de desastres naturales, construcción de lagunas de oxidación, estabilidad de derrumbes, forestación y estudio geodinámico de la cuenca intermedia del río Mantaro. También, se realizan diversas obras de protección en la cuenca media del Mantaro con la finalidad de proteger y estabilizar las zonas denominadas de derrumbes ó de erosión, como resultado de los escurrimientos de agua producidos por el afloramiento de los excesos de lluvias, y cuenta con una red sismográfica en la cuena del río Mantaro para los análisis correspondientes.

Al ser ELECTROPERU S.A. una empresa de generación, integrante del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), en un mercado competitivo con generadores públicos y privados, debe mantener su liderazgo tratando de aplicar políticas de mejora continua para maximizar su producción optimizando sus costos operativos. Dentro de los procesos de mejora continua y del desarrollo del programa de inversiones de la empresa, se efectuaron los estudios de factibilidad para implementar un sistema moderno de gestión y optimización del recursos hídrico para aprovechar al máximo el uso

del recurso hídrico y lograr mejorar los beneficios económicos durante el periodo de estiaje en la producción de energía eléctrica del Complejo Hidroeléctrico Mantaro. Con este fin se implementó un Sistema de Gestión Hidrometeorológica en tiempo real, un Sistema de control de los embalses regulados en la cuenca, infraestructura civil, electromecánica, electrónica y control asociada, y la aplicación de software HMS (Hydrological Management System); sistema que está siendo operado a partir del presente año 2009.

2. Alcance de la implementación del sistema moderno y automatizado de gestión hidrometeorológica

Para implementar el sistema moderno de gestión hidrometeorológica, ELECTROPERU S.A. desarrolló un proyecto denominado “Modernización del Sistema Hidrometeorológico y del Sistema de Control de Lagunas Reguladas del Complejo Hidroeléctrico Mantaro”, cuya característica principal es ser automático, centralizado, y supervisado desde estaciones automáticas, zonales y desde un centro de control hidrometeorológico, utilizando instrumentación de probada eficacia, con enlaces de comunicaciones y transmisión de la información de la cuenca vía satélite.



El Sistema procesa la información del comportamiento hidrometeorológico de la cuenca del río Mantaro para optimizar el despacho tanto hídrico como eléctrico del Complejo Hidroeléctrico Mantaro y cubrir la demanda del Sistema Interconectado Nacional. Asimismo el sistema permite disponer de un Sistema de Información Hidrometeorológica Georeferenciado, permitiendo también minimizar el impacto sobre la confiabilidad del suministro de energía, en situaciones hidrológicas extremas de caudales muy bajos.

Para la operación del sistema moderno de gestión se tuvo que instalar y poner en servicio la infraestructura (equipos) para recibir y transmitir la información y efectuar los comandos según los resultados que arroje el Modelo HMS y del despacho eléctrico de las centrales.

2.1 Infraestructura instalada

La infraestructura instalada comprendió: Ingeniería de Detalle; Suministro y/o fabricación de equipos con el transporte al sitio de todos los materiales y equipos; Desarrollo de programas o aplicativos de software, pruebas en fábrica, Montaje; Puesta en Servicio; Capacitación; Suministro de materiales de reserva (repuestos) y equipos de prueba.

Dentro de este alcance, el proyecto consta de tres frentes:

- a. Red Hidrometeorológica (Estaciones Remotas Automáticas)
- b. Sistema de Regulación de Lagunas
- c. Centro de Control Hidrometeorológico, ubicado en Tablachaca.
- d. Software HMS

2.1.1 Moderna red hidrometeorológica

La moderna red de control hidrometeorológico de la cuenca del Mantaro cuenta con 27 Estaciones automáticas (entre hidrométricas, precipitación, meteorológicas y de nivel del Lago Junín), con un sistema de registro y transmisión automática de información con frecuencia horaria, en tiempo cuasi real para su empleo en el modelo de pronóstico hidrológico. Se encuentran distribuidas en toda la cuenca del río Mantaro desde su nacimiento en el Lago Junín hasta Presa Tablachaca.

Todas estas estaciones cuentan sensores electrónicos hidrometeorológicos de última generación, una unidad denominada DCP (Data Collect Platform) de adquisición de datos Datalogger con memoria RAM, puerto de salida y conexión a modem satelital GOES; sistema de energía que comprende, panel solar y banco de baterías, sistema de protección eléctrica, alarma y detección de intrusos, torre de transmisión y cerco perimétrico.

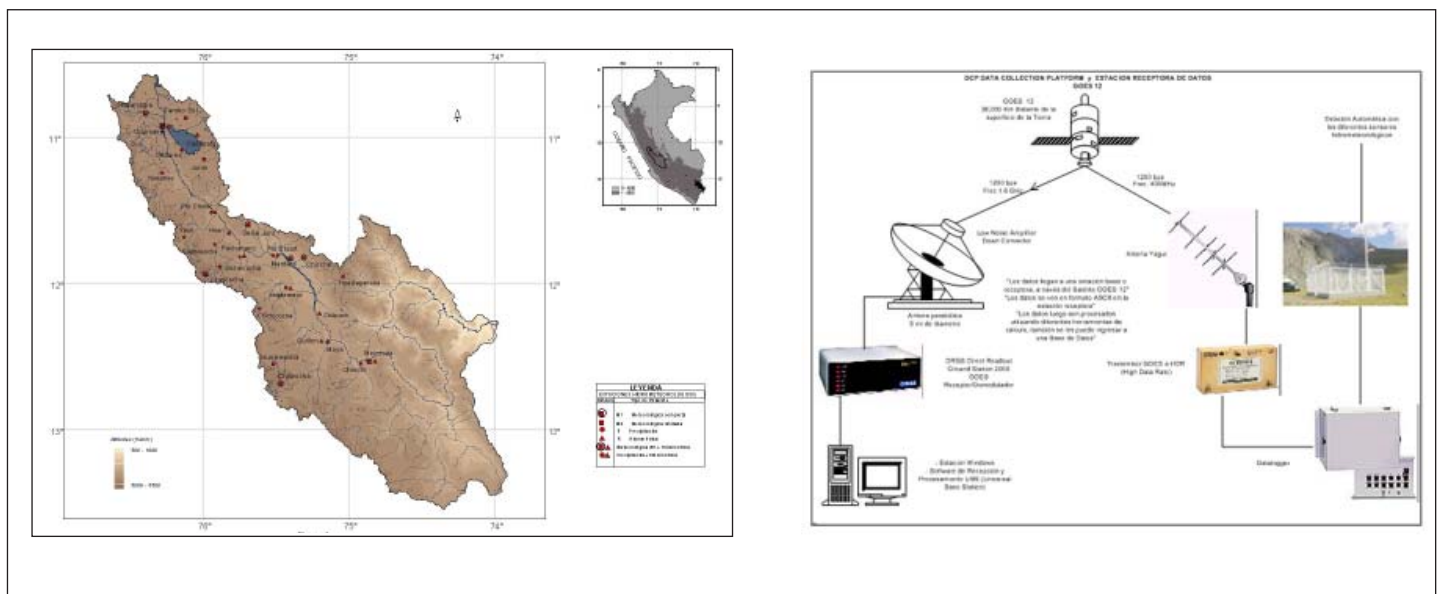


Figura.2. Moderna Red Hidrometeorológica y Esquema típico de Estación Automática

2.1.2 Sistema de regulación de laguna

El Sistema de Regulación tiene como característica principal el de ser automático, controlado y/o supervisado desde **Estaciones Zonales** y desde la **Estación Maestra (EM)** del Centro de Control Hidrometeorológico en Tablachaca. Cada laguna cuenta con **Estaciones de Medición y Control (EMC)** y en cada cuenca, **Estaciones de Supervisión y Control (ESC)**.

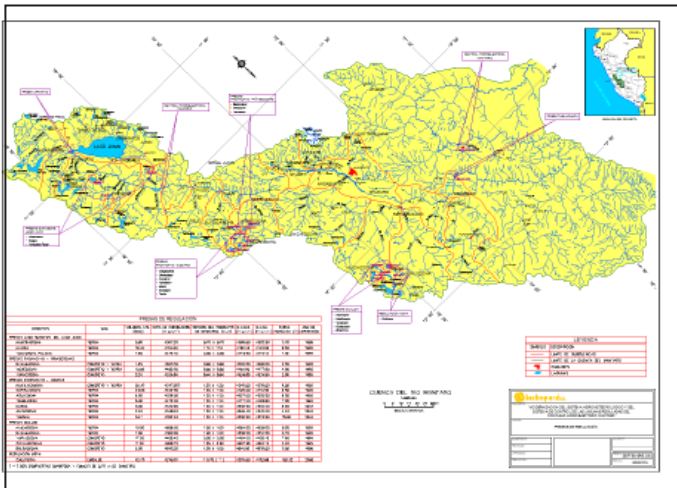


Figura. 3. Sistema de 16 lagunas reguladas que cuenta ELECTROPERU S.A. (210 MMC) más el Lago Junín (441 MMC) en la cuenca del río Mantaro.

La ESC es un nivel intermedio entre el control local EMC y el control y/o supervisión a distancia desde la EM, de tal forma de asegurar la conservación de la información y la regulación en caso de emergencia, cuando el sistema tenga problemas, y cumple con las rutinas de seguridad y mantenimiento.

El equipamiento en las EMC y ESC constan de: i) Sistema de Accionamiento Hidromecánico: Unidad Hidráulica de Poder (UHP), actuador hidráulico (pistón), compuerta de regulación; ii) Sistema de Control y Automatización Local: PLC con software de serovocontrol y regulación automática en modo local – remoto, telecontrol y telemidas, panel de operador, sensores de posición de compuerta y nivel del embalse, sistema de energía y protección eléctrica, alarma y detección de intrusos; iii) Sistema de Supervisión y Telemando de Lagunas Reguladas

2.1.3 Sistema de telecomunicaciones

Se utiliza una configuración punto a multipunto para el monitoreo de las estaciones remotas de la Red Hidrometeorológica, es decir cada Estación Remota tiene una comunicación independiente con la Estación Maestra, siendo el Satelital GOES. Tres lagunas ubicadas en la cuenca Sur Oeste Lago Junín del Alto Mantaro cuentan con mismo sistema satelital GOES.

Para las lagunas ubicadas en las subcuencas se utiliza el sistema satelital Inmarsat para la comunicación entre el Centro de Control y las Estaciones de Supervisión y Control. En dichas subcuencas se cuenta con un subsistema de comunicación por radios UHF hacia las estaciones de Medición y Control ubicadas en cada laguna regulada. Así se enviarán órdenes de operación de apertura y cierre de compuertas de las lagunas, desde el Centro de Control a las estaciones remotas ubicadas en las lagunas.



Figura 4. Vista de una EMC de la Laguna o Embalse de regulación

2.1.4 Centro de control hidrometeorológico

El Centro de Control, se encuentra ubicado en las instalaciones de la Presa Tablachaca, lugar donde se centralizarán todas las comunicaciones de las estaciones remotas de monitoreo, supervisión y control. Está compuesto de servidores centrales, de comunicación y aplicación; de estaciones de trabajo, corriendo bajo el sistema operativo UNIX, trabajando en una red LAN de 100 Mbps, como un sistema totalmente abierto que recibirá y enviará información a localidades remotas, con uso de software SCADA, y como administrador global de la adquisición de datos, telecomandos, y mantenimiento del sistema total.

Además de contener su propia base de datos para uso en tiempo real reporta simultáneamente a una gran base de datos ORACLE donde se almacena la información histórica hidrometeorológica para su posterior análisis y cálculo requeridos por las áreas operativas al interior de la empresa, así como para el uso del software de aplicación HMS.

El SCADA hidrológico es totalmente abierto, su funcionamiento y manejo es independiente y sujeto a la seguridad de sistemas abiertos dentro del entorno de la red Intranet de ELECTROPERU. Para esto se ha implementado un Servidor Web con páginas y reportes estructurados en formatos que reproduce en forma dinámica los datos actualizados de páginas de monitoreo del moderno sistema, pudiendo obtenerse reportes ya definidos y estructurados de la situación hidrológica y de regulación de la cuenca del Mantaro; que pueden ser visualizados por usuarios de la red en la sede central en Lima (San Juan). Además la Estación de Trabajo en entorno Windows contiene el modelo hidrológico HMS y a través de algoritmos establece intercambio de información o datos con la Base de Datos Hidrometeorológica del Scada según sus necesidades o requerimientos del Modelo ya sea para pronóstico, simulación u optimización para monitoreo y funcionamiento del modelo por parte del Area de Operación Comercial de la empresa.

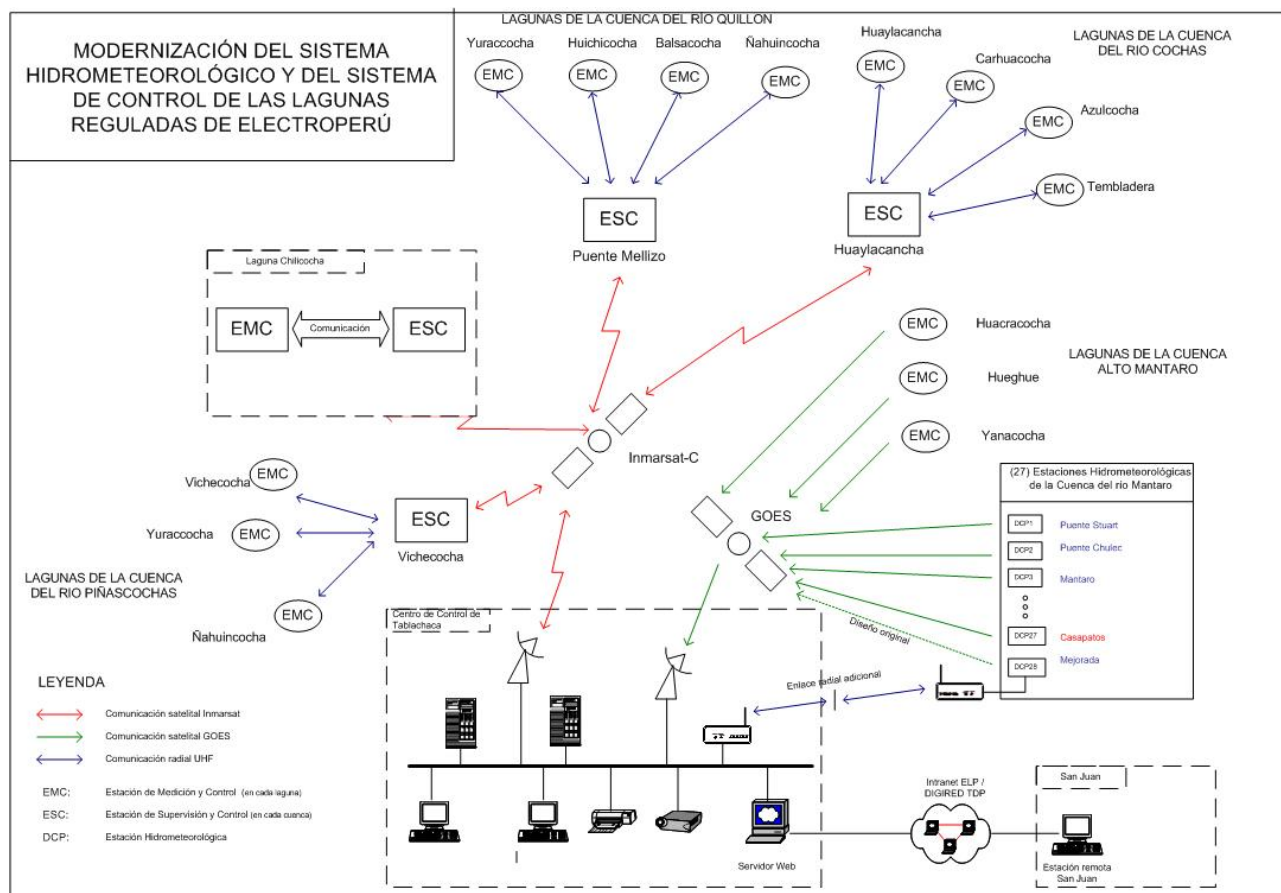


Figura 5. Esquema Técnico de la Infraestructura instalada

2.2 implementación y funcionalidad del modelo HMS aplicado a la producción de energía eléctrica del complejo hidroeléctrico Mantaro

A continuación se resume la funcionalidad del sistema de apoyo a las decisiones de gestión de operación del recurso hídrico en la generación de electricidad del Complejo Hidroeléctrico Mantaro.

2.2.1 Descripción del Modelo

El sistema de modelización instalado es un Sistema de Soporte a la Decisión con para el pronóstico de flujos y para la optimización de embalses. Los modelos funcionan como una extensión del sistema SCADA y se comunica con las bases de datos de este sistema. Así, los modelos no se comunican directamente con las estaciones de aforo, o con los sitios de la regulación de caudal, sino sólo con la base de datos hidrometeorológica del sistema SCADA.

Los modelos son software especializados de una reconocida empresa mundial europea y cuentan con la interfaz de usuario de Arc GIS como sistema de información geográfica (SIG). El modelo hidrológico es utilizado para la cuenca aguas arriba del embalse Tablachaca, donde se toma las aguas para las centrales hidroeléctricas, y por tanto se incluye los embalses regulados y los afluentes al río Mantaro en todo su recorrido desde el Lago Junín hasta Tablachaca.

2.2.2 Objetivo del modelamiento

Aunque el modelo se compone de dos componentes: un modelo hidrológico y un modelo de operación de embalses, los dos modelos, desde la perspectiva de los usuarios, funciona como un modelo que puede ser utilizado en modo simulación (o pronóstico) y en el modo optimización.

En el modo de simulación el modelo predice los caudales en el río, con mayor importancia en el embalse Tablachaca y simula el caudal turbinado y el posible rebose en la presa mediante políticas fijas de operación de los diversos embalses regulados aguas arriba.

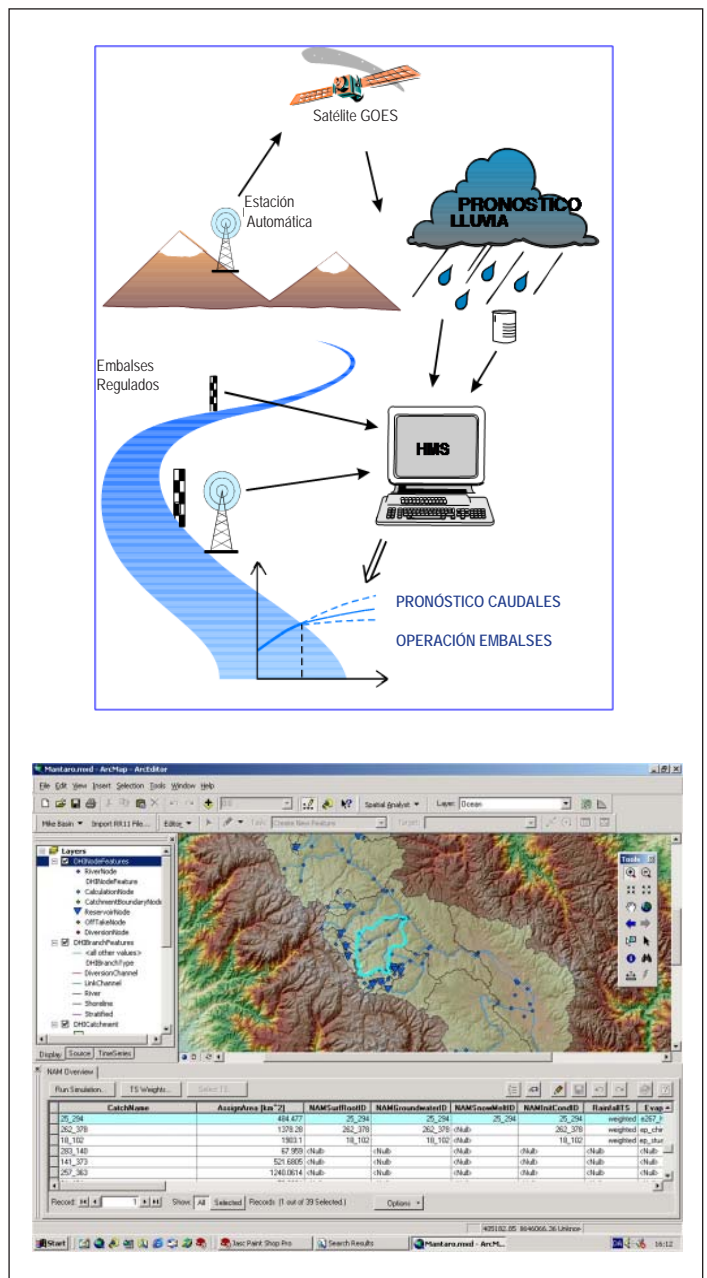


Figura. 6. Esquema operación del Modelo HMS e Interfaz con SIG



Figura.7. Alcances del Modelamiento

En el modo de optimización el modelo ejecuta un gran número de simulaciones con los mismos datos hidrometeorológicos (precipitación, evaporación, variación de temperatura) y las mismas condiciones iniciales (sobre todo los volúmenes contenidos en los diferentes embalses, la nieve al inicio del nuevo período de operación). En base a los resultados de esta simulación Monte-Carlo, el sistema modificará automáticamente los criterios de operación para los diferentes embalses a fin de maximizar la producción de energía (y reducir al mínimo el rebose) en Tablachaca.



Figura. 8. Procesos realizados por el Modelo HMS

Situación 1: Operación a largo plazo del Lago Junín

MODO 1. Simulación de la política acordada

La política acordada puede ser introducida en el modelo en forma de los 12 valores mensuales de descarga mínima, así como el patrón normal de la operación diaria y semanal del esquema de la C.H. de la cuenca alta. Los caudales de ingreso al Lago serán simulados por el modelo lluvia-escorrentía, o, en caso de que fuera necesaria una mayor precisión, utilizando directamente los caudales de entrada naturalizados. A partir de estos ingresos el modelo simular las descargas en función de la variación del nivel del agua del lago, de conformidad con la política acordada. Los resultados pueden ser utilizados para la optimización de las operaciones de los otros embalses (situación 2).

En esta situación el modelo funciona en el modo de pronóstico a largo plazo. Los pasos de ejecución para el modelo en este modo son los siguientes:

1. El usuario especifica la duración del período de simulación, que normalmente podría ser desde un mes a un año.
2. El sistema carga automáticamente los datos históricos con la resolución de tiempo y extensión necesaria de la base de datos.
3. Se realiza una serie de simulaciones individuales con el paso de tiempo del período de simulación. Cada una de éstas representa posibles series hidrológicas de ingreso durante el período de simulación. Las simulaciones incluyen toda la cuenca y/o la energía generada. Los parámetros de operación de los diversos embalses se mantendrán en todas las simulaciones.
4. Se puede extraer estadísticas del caudal (probabilidad de excedencia para cada mes, etc) y familias de Hidrogramas en los diferentes nodos de cálculo, bien de forma manual o automática en puntos seleccionados.

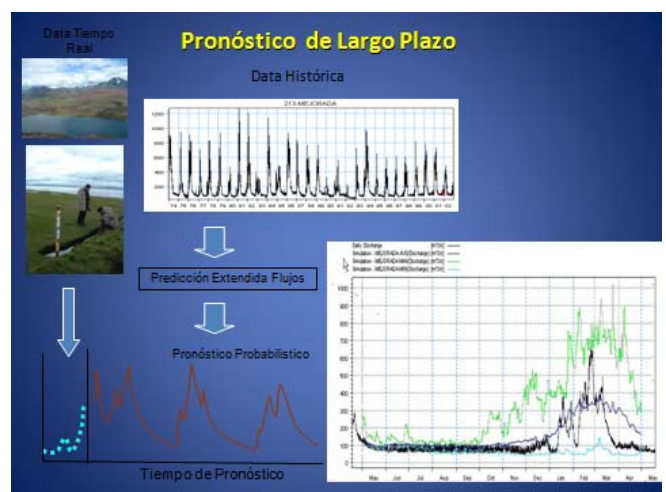


Figura. 9. Proceso y Resultados de Pronóstico Largo Plazo

MODO 2. Desarrollo de políticas alternativas de operación

En este modo el modelo sugiere las estrategias de operación óptima para el próximo año, utilizando las reglas de operación establecido para todos los lagos y embalses aguas abajo, desarrollado en la situación 2. Bajo ciertas limitaciones operacionales, tales como nivel máximo de agua en el embalse y la descarga máxima, la rutina de optimización tendrá como objetivo minimizar el vertimiento y maximizar la energía producida.

Los pasos de ejecución del modelo en este modo son:

1. El usuario especifica la duración de los periodos de optimización y validación de los períodos, generalmente de un mes y un año respectivamente, lo que significa que los parámetros de funcionamiento serán optimizados en función de los resultados de todo el período de validación, aunque sean implementadas para períodos mucho más corto, por ejemplo para el mes siguiente a la fecha del pronóstico. Después de este periodo, el procedimiento se repetirá.
2. El sistema carga automáticamente los datos históricos con la resolución temporal y extensión necesaria de la base de datos SCADA.
3. Se realiza un conjunto de simulaciones individuales con el lapso de tiempo del período de validación. Cada una de estas series representa posibles series de entrada hidrológica a los embalses y ríos durante el período de validación. Las simulaciones incluyen toda la cuenca y/o la energía generada. Los parámetros de operación de los diversos embalses se mantendrán en todas las simulaciones individuales del conjunto.
4. El parámetro de performance (energía generada) se calculará de forma automática para todo el conjunto. Si, dado el conocimiento meteorológico al momento del pronóstico, los eventos históricos hidrológicos (períodos de validación) no tienen la misma probabilidad de ocurrencia durante el próximo año, la salida de años individuales pueden tener diferentes pesos en el cálculo. Alternativamente, el cálculo puede estar basado en el resultado obtenido de la simulación de años históricos seleccionados solamente.

Situación 2: Situación general de la estación seca

Durante la época seca, las precipitaciones son localizadas y el incremento en el caudal base del río depende fundamentalmente en la operación de los embalses. En esta situación, el propósito principal del modelo es de proporcionar orientación sobre cómo operar los embalses aguas arriba de la Tablachaca durante la estación seca, especialmente cuando el objetivo es asegurar un caudal a la entrada en concordancia con el despacho de las centrales hidroeléctricas (caudal nominal de 100 m3/s).

Las previsiones hidrológicas a largo plazo empleando la técnica de pronóstico de caudal descrita en la situación 1, proporcionará las entradas al Modelo, que optimizará la política de operación de los embalses en base de estos flujos probabilísticos y los volúmenes actuales de los embalses al momento de la simulación (según se reciben desde el sistema SCADA). Los resultados incluyen la secuencia óptima según el cual el agua debe ser extraída de los diversos embalses.

Como en esta situación las precipitaciones son tomadas de la serie histórica, el modelo puede ejecutarse con intervalos de tiempo relativamente grandes. El modelo de lluvia-escorrentía sólo necesita ser ejecutado una vez en el modo ampliado de predicción de caudal de río; es decir, se simulará todo el periodo en la base de datos históricos.

Los pasos de ejecución serán similares a las de la situación 1 en modo 2, salvo que en la presente situación, se optimizará las estrategias de operación de los embalses regulados de Electroperú mientras queda fija la estrategia acordada para el Lago Junín.

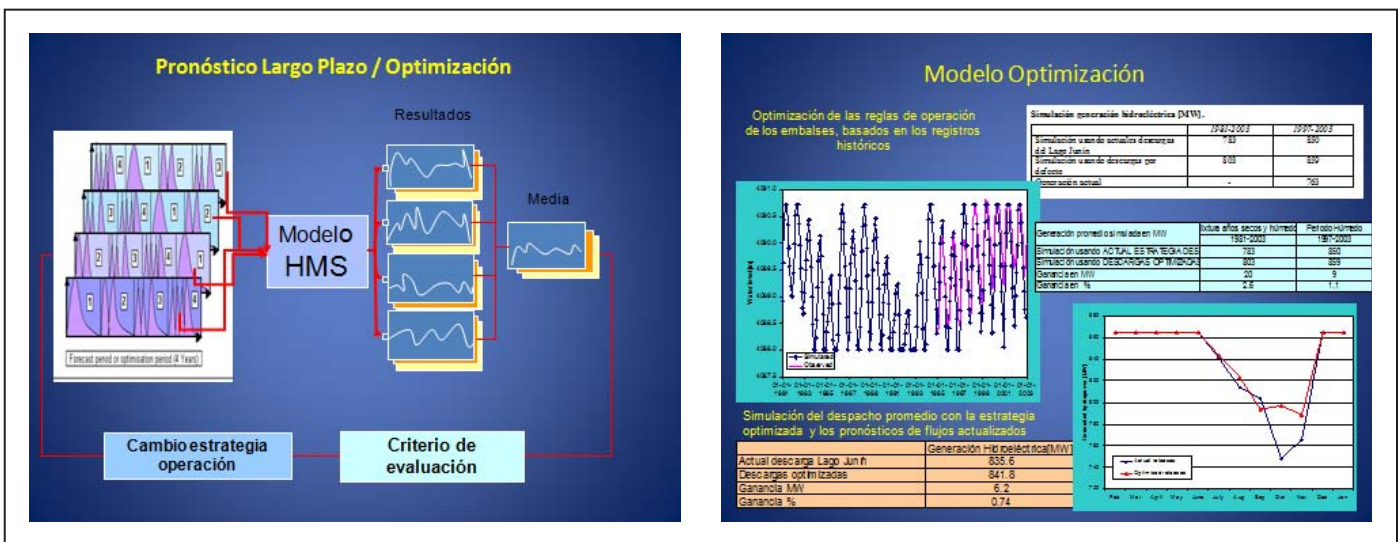


Figura. 10. Proceso y Resultados de Optimización

Situación 3: períodos de transición entre las estaciones seca y húmeda

Durante la estación húmeda hay caudal suficiente necesario en el río Mantaro en Tablachaca para la operación de las centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, durante la estación húmeda se cierran todos los embalses para acumular el volumen máximo hasta el comienzo de la estación seca, y con la excepción de un corto período para la limpieza de sedimentos (Situación 4). En este caso no se utiliza el Modelo.

Al final del período seco, los embalses se vacían a menudo hasta los niveles bajos. El principal problema en un año determinado será, por lo tanto, estimar el momento en que la lluvia sobre la cuenca alcanza una cantidad que supere la escorrentía continua de las partes no regulada de la cuenca, hasta más de los 100 m³/s, que se requiere en Tablachaca. En otras palabras, durante este primer período de transición es incierto cuánto tiempo los embalses necesitan sostener el caudal en el río principal. Cuando el modelo se utiliza en el modo de pronóstico a corto plazo, éste tiene en cuenta los pronósticos de lluvia para los días siguientes, y sugiere cómo operar los embalses en estas circunstancias. El objetivo será mantener la mayor cantidad de agua posible en los embalses y de maximizar el beneficio de la escorrentía pronosticada no regulada.

Una situación similar se produce al final de la estación húmeda, cuando la escorrentía no regulada no es suficiente para mantener los 100 m³/s en Tablachaca. El modelo se ejecuta en el mismo modo anterior, apuntando a salvaguardar tanta agua como sea posible en los embalses y optimizar los beneficios de las lluvias que se producen en la cuenca. El pronóstico a corto plazo puede ser ejecutado en cualquier momento a petición del usuario o puede ser ejecutado de forma totalmente automática en momentos determinados del día.

Pasos de la ejecución:

1. El usuario especifica la duración del período de pronóstico, o el pronóstico puede ser ejecutado automáticamente para un período predefinido.
2. El sistema cargará automáticamente los últimos datos registrados en la base de datos del SCADA, es decir, normalmente los últimos datos hasta el momento actual del pronóstico. Esta información incluyen datos meteorológicos: temperatura, radiación, evaporación y las precipitaciones, como los niveles de agua y descargas de todos los embalses y caudales de los ríos en todas las estaciones. En principio, el modelo hace un pronóstico sobre la base de los datos meteorológicos solamente. Los datos de caudal y nivel de agua son utilizados por la rutina interna para garantizar que los resultados del modelo en el momento de los pronósticos estén en correspondencia con las condiciones de la cuenca en todos los aforos.
3. Después de recibir los datos, el sistema puede ilustrar las últimas condiciones observadas en la cuenca y su comportamiento hasta el momento del pronóstico en forma de tablas, gráficas y mapas de series de tiempo. También se puede definir alarmas que resalten sobre el mapa de cuencas, cuando las condiciones excedan umbrales definidos previamente.
4. El usuario alimenta al modelo con las estimaciones de lluvias durante el período de pronóstico, siendo que también se puede aplicar estimaciones sencillas, como la ausencia de lluvias, o mantener las mismas condiciones al momento del pronóstico.
5. El modelo pronostica los caudales en Tablachaca. Los déficits pronosticados de caudal determina las necesidades para el incremento del caudal con la operación de los embalses. La situación pronosticada se ilustra en tablas, mapas y series de tiempo.
6. Se establece un ordenamiento que muestra la secuencia óptima de descarga en los embalses (situación 2). Estas reglas generales reflejan la probabilidad de rellenado de los embalses, sin embargo, puede ser necesario desviarse de este ranking, si el tiempo de viaje desde el embalse óptimo hasta Tablachaca es demasiado largo para que el aumento de caudal llegue a tiempo a la toma. Por lo tanto el sistema tratará de cumplir las demandas de caudal de los demás embalses, y sugerirá una estrategia de descarga a corto plazo.
7. El Modelo muestra las condiciones pronosticadas en la cuenca, asumiendo que esta estrategia es ejecutada.



Figura 11. Proceso y Resultados Pronóstico Corto Plazo

Situación 4: Temporada de Lluvias, limpieza de sedimentos en el embalse Tablachaca

En medio de estación húmeda, cuando el caudal del río se estabiliza en un nivel suficientemente alto, el nivel de agua en el embalse de Tablachaca se reduce con el fin de aumentar las velocidades de flujo para la purga de los sedimentos del embalse. Los pronósticos a corto plazo se llevan a cabo a intervalos de cuatro horas durante el período de purga, para ayudar la regulación de las estructuras y mantener un nivel constante de agua del embalse durante las operaciones de purga. En esta situación, los ingresos a Tablachaca consiste de las escorrentías de la cuenca no regulada, mientras que aguas arriba todos los embalses aguas arriba están cerrados. Por lo tanto, en esta situación el modelo sólo se utiliza para el pronóstico de caudal (similar a los pasos 1-5 en situación 3), y la descarga de los embalses aguas arriba sólo son por rebose y del caudal turbinado en la central hidroeléctrica ubicada en la cuenca alta del río Mantaro.

3. Lecciones aprendidas

Un aspecto clave de asegurar la gestión hidrometeorológica con el despacho y uso óptimo del recurso hídrico es contar con la información, instrumentación y equipamiento lo más precisa y confiable posible en las estaciones ubicadas dentro de la inmensa extensión de la cuenca. De ahí que el diseño, montaje y puesta en servicio ha considerado las condiciones ambientales adversas, además por el hecho de que estas instalaciones son desatendidas la información enviada

al centro de control incluye los parámetros de operación de las estaciones y su equipamiento para los fines de mantenimiento preventivo y correctivo.

El Modelo HMS es una herramienta poderosa y se sustenta su aplicación en que los resultados de sus análisis son contrastados con las mediciones reales de las estaciones en campo, permitiendo el ajuste correspondiente. La gran ventaja es que la infraestructura instalada con un sistema SCADA aplicado a la parte hidrometeorológica y de control de los embalses de regulación permite al operador del sistema contar con toda la información posible del monitoreo de la cuenca para poder realizar los pronósticos, simulaciones en diversos escenarios, analizar registros históricos, tendencias, una gran base de datos tanto hidrometeorológica y de operación para análisis de diversa índole.

Como todo Modelo, y más aún que este Modelo tiene la funcionalidad de poder “correr” on line con el sistema en tiempo real, la calibración es un proceso necesario y toma su tiempo; siendo que mayor información en el tiempo para el procesamiento es buena y es que ésta sea confiable. El modelo ha sido calibrado para condiciones pasadas y datos de las antiguas estaciones convencionales, sin embargo será necesaria una recalibración en un tiempo aceptable y condicionado a la resolución y tamaño de la nueva información que viene registrándose con el sistema moderno.

El Modelo HMS descrito requiere como data de entrada en los pronósticos y/o simulaciones un patrón de lluvias, es decir un pronóstico de precipitaciones; el cual ya está asociado a un modelo climático punto en el cual es exigido un mayor nivel de estudios, análisis e investigación.

El sistema tiene la capacidad de ampliación sin realizarse programación adicional alguna, es decir no existirá inconveniente alguno en incrementar las estaciones en la cuenca, tanto estaciones automáticas hidrometeorológicas como nuevas lagunas o embalses de regulación, bastando de configurar todo vía software tanto en el sistema Scada como en el modelamiento hidrológico (HMS).

Al ser el sistema y su arquitectura funcional abierta permite que la información pueda ser accesada a través de una intranet permitiendo originarse reportes de gestión para un nivel gerencial,

consultas a la base de datos para fines de estudios hidrológicos, de proyectos hidroeléctricos y otros análisis relacionados con el recurso hídrico de la cuenca del río Mantaro.

4. Conclusiones

Los beneficios esperados se traducen en un uso racional del recurso hídrico, asociado a una mejor regulación de los volúmenes de agua en las lagunas o embalses regulados con la finalidad de contar con los caudales pronosticados en el embalse o presa aguas arriba del Complejo Hidroeléctrico; y así poder atender y cubrir u ofertar una mayor producción hidroeléctrica en las horas de máxima demanda en el periodo de estiaje, lográndose que el costo marginal de la electricidad sea menor dado el parque combinado (centrales hidroeléctricas y térmicas) que tenemos en el despacho económico del sistema interconectado nacional en Perú.

Implementar un sistema de gestión con equipamiento moderno, automático, con tecnología disponible comercialmente, permite tomar decisiones con mayor seguridad en el despacho hídrico y en el despacho hidroeléctrico de la central hidroeléctrica de mayor potencia del país. El uso del recurso hídrico está asimismo asociado a los demás usos en los sectores productivos (agua potable, agricultura por ejemplo).

Con esta infraestructura ELECTROPERU S.A. se pone a la vanguardia en implementar y operar un sistema moderno de gestión hidrometeorológica puesto que es la primera experiencia en el Perú en el campo de la generación eléctrica; además de que reafirma la posición de que la cuenca del río Mantaro es una de las más instrumentadas de todo el Perú.

5. Recomendaciones

Un seguimiento de la operación de la infraestructura instalada asociado con los ajustes en la operación del Modelo HMS, permitirá evaluar la necesidad de incrementar el número de estaciones automáticas, es decir incrementar la densidad de estaciones. En nuestro caso se estima de dos a cuatro años para poder efectuar dicha evaluación debido a que primero podría ameritar la recalibración del Modelo con toda la nueva información que está siendo recibida y procesada.

Para un mejor ajuste y resultados del procesamiento del Modelo hidrológico, se puede interfazear con un Modelo Climático, lo que es posible realizar de manera sencilla, aunque este último requerirá mayor información de otras fuentes y parte de las modernas estaciones. Asimismo para un mejor precisión del modelo se puede llegar a acuerdos con los demás usuarios del recurso hídrico en la cuenca para contar con las mediciones de los flujos en sus demandas y así permitir una rápida convergencia en los balances hidrológicos en el proceso de modelamiento.

Este sistema puede permitir que la información hidrometeorológica de la cuenca del río Mantaro sea compartida o accesada con otros organismos o entidades del país así como instituciones educativas o científicas para diversas aplicaciones de interés común, de seguridad (alerta temprana) u otras como el cambio climático.

Nuevas tendencias en la gestión de emergencias

Ernesto Salvador Ortega /Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP)
ARGENTINA
eortega@orsep.gob.ar

III Seminario Internacional: Hidrología Operativa y Seguridad de Presas 21 al 24 de abril de 2010 Concordia, Entre Ríos - Argentina

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

ALGUNOS CASOS HISTÓRICOS

EVOLUCIÓN CONCEPTUAL
DE LA SEGURIDAD DE PRESAS

LAS EMERGENCIAS Y SU CON-
SIDERACIÓN EN LA INGENIE-
RÍA DE PRESAS

CRITERIOS ACTUALES EN
LOS PADE

LECCIONES APRENDIDAS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

Resumen: La seguridad de Presas es relativamente nueva. Nació poco después de mediados del siglo pasado como una necesidad de profundizar el conocimiento en estas obras que tan beneficiosas resultan para la Humanidad pero que, sin el mantenimiento adecuado, son capaces de niveles de destrucción que pueden llegar a ser aterradores.

A pesar de su corta existencia la Seguridad de Presas ha mutado desde ser una disciplina reservada para ingenieros, hasta una filosofía que integra aspectos de alta tecnología, factores ambientales, consideraciones económicas y sociales y una creciente participación en la gestión de emergencias. En su origen la ingeniería de presas se integró nada más que con consideraciones estructurales, criterios de diseño específicos, cuestiones constructivas y operativas, es decir, despreocupadas de los factores humanos que se afectaban y que, en definitiva, son el objeto y razón de ser de las obras del Hombre.

¿Qué factores están produciendo su metamorfosis? ¿En qué se manifiesta lentamente el cambio? ¿Cómo afectan estos parámetros la operación de nuestras obras? ¿Qué recaudos debemos asumir para asimilarlos y mantener la continuidad de la industria?

Mientras que en los '80, la incorporación del análisis de las afectaciones ambientales fue uno de los aspectos que más colaboró en la desaceleración del ritmo de la construcción y puesta en servicio de los aprovechamientos hidroeléctricos, hoy debemos prestar cada vez mayor atención a la cuestión social, a los temores y reservas que genera la implantación de una presa y a la gestión de las emergencias en las que ellas se involucran.

Sería conveniente y prudente enfatizar y fortalecer la capacidad del sector para reaccionar a las cada vez mayores demandas de la sociedad y encontrar los mecanismos para contrarrestarlos.

Este trabajo pretende dar o insinuar algunas respuestas a las preguntas planteadas.

Introducción

Cientos de miles de presas han sido construidas por la Humanidad durante más de 5000 años.

Algunas de ellas sirvieron a reducidos grupos humanos y su pérdida pasó desapercibida de-

bido a su limitado impacto. Otras fueron el eje central del desarrollo de civilizaciones completas y su falla contribuyó de manera determinante a su desaparición.

En todo caso, o bien por atribuir estos hechos a cuestiones divinas o por no disponer de los

avances tecnológicos suficientes, fueron muy escasas las posibilidades de iniciar procesos científicos con la idea de evitar los colapsos.

A partir de la revolución industrial, el uso de este tipo de obras para la provisión de agua con

finés industriales y agrícolas primero, y con mayor fuerza desde comienzos del Siglo XX destinadas a la generación de energía eléctrica, comenzó lentamente a tomar cuerpo una nueva disciplina dirigida a prevenir las fallas de presas.

No fue sin embargo hasta pasada la mitad del Siglo XX, que las prácticas de seguridad de presas adquieren significación científica, impulsada también por el status jurídico alcanzado en diversas partes del Mundo.

Puede pensarse que las fallas de varias presas en Europa (Malpasset en Francia, Vaiont en Italia, Vega de Tera en España, entre otras) y fundamentalmente la rotura de Teton Dam en Estados Unidos, obligaron a implementar sistemas de control desde el Estado. El gobierno del presidente Jimmy Carter, impulsó la creación de un Informe bianual sobre el estado de las presas, denominado Inventario Nacional de Presas (National Inventory of Dams – NID), registro que es coordinado actualmente por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército (USACE) y obliga a todos los organismos con responsabilidad sobre alguna presa dentro de los Estados Unidos a informar el estado de mantenimiento y conservación de las presas, como así también de las novedades ocurridas (según la National Dam Inspection Act, Public Law 92-367 de 1972).

La tendencia a este mayor control sobre el diseño, construcción y operación de las presas y sus obras complementarias, se expandió primero entre los países desarrollados y fue alcanzando luego a casi todo el Mundo.

Es importante notar que este punto de inflexión en la seguridad de las obras producidas por

la ingeniería de presas, apuntó directamente a los factores tecnológicos poniendo énfasis en los procesos de cálculo, métodos constructivos, implantación de sistemas de sensores, etc.

Durante este período, se mantuvo sin discusión la idea que el análisis de los problemas estaban circunscriptos a las relaciones causa - efecto en la naturaleza y la forma en que la ingeniería debía enfrentarlos.

Por supuesto que esta visión acotada lleva a pensar que la resolución de los problemas pasa, pura y exclusivamente, por el buen criterio, conocimientos y decisión de la ingeniería o, mejor aún, de los ingenieros.

Esta línea de conducta ha tenido consecuencias variadas sobre la forma en que se plantean los proyectos, pero seguramente ha contribuido a incrementar la distancia entre la ingeniería y la sociedad, influyendo crecientemente en la aceptación de las obras por parte de la población. Aunque no es objeto de este trabajo, no puede dejar de señalarse que uno de los efectos colaterales de la falta de participación de la sociedad, es el notable incremento de la responsabilidad del "ingeniero" sobre todas las consecuencias de la implantación de las presas, incluidos los riesgos ambientales, económicos y sociales, aun cuando el ingeniero solo sea su proyectista.

La cuestión no es menor, toda vez que, en un Mundo cada vez más complejo, hoy se trata de analizar todos los factores que participan en la decisión de instalar y operar una presa, logrando su optimización.

Puede preguntarse: ¿cuál es la relación entre la decisión de

llevar adelante el proyecto de una presa y la gestión de la emergencia que podría derivar de ella?

Precisamente, intentando una visión holística, desde el primer momento en que se concibe la idea de implantar una presa, es necesario tener en mente la posibilidad de que ella falle y por lo tanto considerar a todos los actores involucrados en dicha emergencia.

Con esta visión, debe concebirse un programa de inclusión y participación, del que no puede estar ausente el manejo atinado de la comunicación.

En este trabajo se plantea el paso desde esa visión inicial fuertemente influida por la carrera tecnológica, hacia la mirada actual de acuerdo a la cual es cada vez más inevitable una apertura de la ingeniería de presas hacia una concepción más humanista.

Algunos casos históricos

Al solo efecto de ayudar a la comprensión de la necesidad de valorizar en su justa dimensión la importancia que los operadores deben brindar al desarrollo de los planes de emergencia, así como las implicancias que ellos pueden alcanzar en la gestión integral de un complejo hidráulico, se mencionan dos casos históricos.

Bennett Dam

La presa Bennett es una de las presas de materiales sueltos más grande de América del Norte. Se emplaza en la provincia de British Columbia, Canadá, tiene 183 m de altura y provee aproximadamente el 33 por ciento de la electricidad del sistema de la empresa British Columbia Hydro (B.C. Hydro).

El 14 de junio de 1996, se descubrió un sumidero de considerable diámetro en su coronamiento que provocó gran preocupación por la estabilidad de la presa.

La rotura de esta obra ocasionaría la inundación de la localidad de Hudson's Hope, una población ubicada aguas abajo de la presa, bajo 135 metros de agua aproximadamente. El impacto se extendería al sistema del río Peace y Slave hasta su desembocadura en el Océano Ártico. Esta situación afectaría los sistemas económicos de las provincias de British Columbia y de Alberta y podría alcanzar también el noroeste de Saskatchewan.

El hecho fue inmediatamente seguido por una profunda investigación por parte de la empresa operadora, acompañado por un completo programa de comunicación. En setiembre de 1996 se presentó un segundo sumidero. Aún cuando se demostró rápidamente que la seguridad de la presa no era preocupante, el impacto en la población fue inmenso, al punto de suponerse que la rotura de la presa era inminente, lo cual llevó a la empresa a dar fundamental importancia a la difusión de las acciones que realizaba para resolver el problema.

La mayoría de las comunicaciones estuvieron centradas en tres temas principales y sus efectos relacionados: la seguridad de la presa; las erogaciones para vaciar el embalse; y la protección del medio ambiente.

Por tratarse de un público muy variado y muy disperso a lo largo del cauce del río que atraviesa tres provincias del oeste de Canadá y los denominados The Northwest Territories (Territorios del Noroeste), la empresa B. C. Hydro orientó su comunicación a:

- Funcionarios municipales y regionales de las poblaciones ribereñas.
- Habitantes residenciales e industrias ubicados en el valle del río Peace.
- Funcionarios gubernamentales nacionales.
- Medios de comunicación masiva de las tres provincias y de los Territorios del Noroeste.
- Organismos gubernamentales de la cuenca.
- Grupos de interés provinciales y regionales.
- Cámaras de Comercio y Asociaciones Sociales.
- Clientes de B. C. Hydro.
- Empleados de B. C. Hydro.

Es interesante comentar cuáles fueron los elementos fundamentales considerados por el grupo de comunicación y los principios que los guiaron.

En primer lugar se asumió que se trataba de una crisis y se establecieron como criterios:

- Ser proactivos para evitar rumores.
- Comunicar inmediatamente cualquier novedad.
- Ser abiertos y honestos en la información, estableciendo los riesgos de forma realista.

El proceso fue comentado en un artículo presentado en el V Congreso Argentino de Presas y Aprovechamientos Hidroeléctricos y puede remitirse a la bibliografía que allí se menciona. Sin embargo, se considera per-

tinente rescatar las conclusiones de la autora del informe [Cahan, Nadine C., 1998]:

“En cualquier crisis donde se percibe una amenaza para la vida y/o propiedades de individuos, la comunicación es imperativa para evitar el pánico. Los mensajes deben ser precisos, honestos, consistentes y a tiempo. En tales situaciones, la sobre comunicación es casi imposible. Comunicar los mismos mensajes a través de diferente vehículos es una forma de estar seguros de que los mensajes son escuchados y entendidos. Mantener una política de puertas abiertas es también esencial para construir y preservar la confianza.”

“... Siguiendo los principios de comunicaciones proactivas, inmediatas, abiertas y honestas, BC Hydro pudo, no sólo evitar los efectos negativos sino también ganar la confianza del público”.

Dado que la ocurrencia de eventos de este tipo no pueden preverse, es muy importante haber desarrollado con anterioridad un programa de comunicación, que contemple pautas dirigidas a afianzar determinados aspectos específicos de las presas, sus ventajas y sus amenazas, con estrategias especialmente dirigidas a alcanzar los diversos tipos de público, sostenida de manera constante y creciente.

Este caso prueba que la inversión para mejorar la vinculación con las poblaciones amenazadas es necesaria, y se amortiza holgadamente en el momento en que se produce la emergencia, facilitando la comprensión del fenómeno por parte de los involucrados, optimizando la mitigación del impacto y disminuyendo sus efectos negativos sobre la integridad de las instituciones y sus actores.

Vaiont

La presa de Vaiont de casi 300 m de altura, fue en su momento la más alta de Europa, y constituye un caso emblemático entre las roturas de presas del Mundo. El 9 de octubre de 1963, se produjo el movimiento de capas de pizarra en la ladera sur del emplazamiento provocando el deslizamiento de 270 millones de metros cúbicos, los que llenaron el embalse en la parte inmediata a la presa y provocaron una ola de 250 m de altura que sobrepasó el coronamiento de la presa y la muerte de más de 2.500 personas. La presa no se rompió.

Durante la construcción, entre los años 1958 y 1959, el jefe de ingeniería de la construcción escribió varios informes en los que demuestra su preocupación por la detección de antiguos deslizamientos en la margen derecha y evidencias de debilidades en la margen izquierda.

Durante el primer llenado (1960) se produjeron primero pequeños deslizamientos y uno mayor (de aproximadamente 700.000m³) que obligó a descender el nivel del embalse por primera vez. En 1962, luego de algunas tareas de confortación, se procedió a un segundo llenado del embalse, debiendo nuevamente interrumpirse al comprobarse nuevas evidencias de movimientos en las laderas. Nuevamente se inició el lento llenado en 1963.

A las 22:58 hs del 9 de octubre de 1963, una inmensa masa de la margen izquierda atravesó completamente la garganta a una velocidad de 30 metros por segundos, generando una ola que afectó a una villa ubicada en la margen opuesta a una altura de 260 m sobre el lecho del río, para

luego precipitarse a 245 m sobre el nivel del coronamiento, arrastrando varias poblaciones, la más importante de las cuales fue Longarone en el valle del río Piave.

Más allá del análisis de las causas de la rotura desde el punto de vista de la ingeniería, es importante destacar la falta de un estudio sobre las consecuencias de una probable rotura, las precauciones previas para identificar los parámetros que la dispararían y, fundamentalmente para este trabajo, la carencia de las medidas de seguridad con las poblaciones eventualmente afectadas y la poca trascendencia que las autoridades prestaron a los informes emitidos por los ingenieros. Este comentario tiende a establecer que, en los años 1960, los sistemas de emergencia eran poco usuales y se encontraban pobremente desarrollados. Por lo tanto, no es de extrañar que recién a fines de los años '80 se adoptaran medidas preventivas que progresivamente han ido incorporando otras industrias de alto riesgo.

Es probable también que intereses de carácter económico – político prevalecieron sobre cualquier consideración técnica, o bien que éstas fueran sub - valoradas.

Evolución conceptual de la Seguridad de presas

Si fuera posible que un ser humano desaparecido de la Tierra en la década de 1970 volviera en este momento, sentiría una profunda falta de adaptación a los cambios técnicos, económicos, políticos y sociales ocurridos.

Las transformaciones en el Mundo, influyeron fuertemente en el desarrollo y aceptación de las presas en las décadas si-

guientes. Diversas causas, tales como la superpoblación, la profunda irrupción del cuidado del ambiente, las mayores mudanzas sociales, las mejoras en la calidad de vida de la población, su mayor seguridad jurídica, etc., contribuyeron a valorizar la condición humana, en particular en el "mundo occidental".

En ese contexto, las fallas de presas significativas en las décadas de 1960 y 1970 se sumaron a las razones mencionadas, determinando la entrada en escena de la seguridad de presas como una nueva disciplina.

La ingeniería de presas incorporó cambios importantes en aspectos técnicos vinculados con el diseño y construcción de presas, cambios que hoy permiten simplificar el desarrollo de proyectos, disminuir los tiempos de construcción y el control durante la operación de las obras erigidas, mejorando paralelamente su financiamiento.

Lamentablemente, quizás por falta de capacidad de gestión, la ingeniería de presas tardó en adecuarse a esa nueva visión global que estaba naciendo.

El mantenimiento de los patrones tradicionales de análisis influyó de manera importante en la consideración de la gestión de los sistemas de emergencia por parte de la ingeniería de presas. Por ello, durante la última parte de los años '80 y los primeros de la década de 1990, se mantuvo una concepción de la emergencia dirigida a la determinación de las causas que pueden generar una falla y las acciones a desarrollar en las presas, sin incorporar totalmente al funcionamiento de los sistemas de emergencia las prácticas de los organismos de protección civil, muy apartadas de

las concepciones de la ingeniería tradicional.

A partir de fines del pasado milenio, al impulso de destacados especialistas sobre todo de los países más desarrollados, la ingeniería de presas comenzó a replantearse sus posiciones filosóficas acerca de la seguridad de presas en el más alto nivel, dando lugar a la publicación del Boletín N° 130 de ICOLD (International Committee on Large Dams), el que introduce definitivamente la consideración del análisis de riesgo.

Es muy interesante la discusión que al respecto se ha planteado en el seno del Comité Técnico de ICOLD que actualmente se encuentra desarrollando el nuevo Boletín técnico sobre Gestión de la Seguridad de Presas. Seguramente sus conclusiones tendrán un efecto muy importante en el desarrollo futuro de la seguridad de presas. Su Presidente, Ing. Zielinsky ha sido General Reporter en el tratamiento de la cuestión 91 durante el 23° Congreso Internacional de Grandes Presas desarrollado en Brasilia en mayo de 2009.

En su informe, Zielinsky plantea este problema de una manera profunda y esclarecedora.

Adentrarnos en el análisis de esta nueva visión, resulta fundamental para facilitar el mejor desempeño de los planes de emergencia, cuya adopción requiere un significativo cambio de actitud de parte de los ingenieros.

Siguiendo a Zielinsky, podemos decir que el concepto de seguridad de presas fluctuó siempre entre el principio del derecho de los ingenieros de seguridad de presas y especialistas en imponer metas de seguridad y el principio de la protección total.

El primero de estos principios no ha sido nunca explícitamente aclarado, ni tampoco objetado por la comunidad vinculada a la seguridad de presas. Se origina en la tradición del concepto de la profesión de ingeniero y ha sido confirmado por la posición de los mismos ingenieros, en el sentido de que los expertos técnicos no solo saben como diseñar estructuras seguras, sino que también están bien preparados para decidir, en nombre de la sociedad, cuáles deben ser los objetivos apropiados de seguridad. El segundo principio, de acuerdo al vocabulario actual, puede interpretarse como el concepto de *riesgo cero*.

Las expectativas actuales acerca de las decisiones políticas que afectan la salud, la seguridad y el bienestar de los ciudadanos individuales y la sociedad como un todo, son diferentes en el Siglo XXI que las que se tenían en los '60 y '70. El público quiere participar en las decisiones que afectan su vida cotidiana y demanda altos niveles de transparencia en la adopción de estas decisiones. La confianza en los políticos y sus asesores técnicos está en el menor nivel y, por diversas razones, no mejora. La posición tradicional de los ingenieros respecto de que disponen de toda la información y el conocimiento para decidir en materia de seguridad pública, está sufriendo solo un cambio lento y esto tampoco ayuda en cambiar esa percepción por parte del público.

En general los procesos de toma de decisión transparentes se están considerando actualmente como una condición necesaria para el funcionamiento de una democracia participativa. Los ciudadanos tienen que tener acceso a la información para disponer de un conocimiento del

proceso de decisión y ser informados de las alternativas posibles. La transparencia demanda nuevos esfuerzos de las autoridades, expertos técnicos y asesores científicos. A este respecto Zielinsky expresa que: *El viejo argumento de que "los expertos saben" que deben hacer y están mejor preparados que nadie para arribar a la mejor decisión, hoy no es aceptable.*

En vista de estas consideraciones, no es difícil concluir que la práctica actual de la seguridad de presas (al menos en los aspectos de selección de los criterios de diseño) está lejos de alcanzar niveles de transparencia. *Se presume que el conocimiento técnico cuyo juicio es valioso en analizar y asesorar problemas técnicos, puede también extenderse a las arenas políticas y sociales.* Esta aseveración lógicamente conduce al paso siguiente que expresa que los expertos técnicos pueden por sí solos determinar qué es bueno para la sociedad y qué objetivos de seguridad son apropiados (el principio del derecho a imponer metas de seguridad). Esto está en desacuerdo con la creciente demanda que se extiende sobre las comunidades técnicas y profesionales, en el sentido de que el público y todos los actores directa o indirectamente afectados por las decisiones, deben ser consultados.

En su informe el Ing. Zielinski concluye que la aplicación del mecanismo de consulta conduce a políticos, interesados y funcionarios a adoptar las decisiones mejor informados e incrementa la capacidad para arribar a decisiones más sanas y responsables.

Más adelante indica que, disponiendo del conocimiento sobre la naturaleza y magnitud del

riesgo, puede hacerse la determinación de su grado de *aceptabilidad*. Establece luego que el proceso centrado en una sistemática aproximación a la identificación de la amenaza, evaluación del riesgo y gestión del riesgo se conoce hoy como *moderno manejo de la seguridad*. Cuando se incluyen también políticas y procedimientos, la necesaria estructura de la organización y las responsabilidades, a menudo se denomina *Sistema de Gestión de la Seguridad*.

Por lo tanto, un Sistema de Gestión de la Seguridad puede entenderse como un entramado que asegura que todas las actividades y procesos necesarios para mantener la seguridad de la presa durante toda su vida son eficientemente gestionados. Vinculando esto con el manejo de las emergencias, puede decirse que un buen sistema de gestión de la seguridad de presas provee la organización con la capacidad de anticiparse y atender todos los asuntos relacionados con la seguridad de la presa antes de que se produzca un accidente o incidente.

La posición que se está imponiendo en ICOLD coincide con la que, paulatinamente, van adoptando las organizaciones especializadas y con opinión prestigiosa en la temática de Seguridad de Presas, introduciendo luego de los '90 una visión más integrada a la sociedad.

En tal sentido es relevante la posición planteada por el Comité Canadiense de Presas (CDA) que publicó en 1995 lineamientos sobre seguridad de presas, los que en su reciente versión de 2007, comienzan a presentar importantes cambios, todos dirigidos a adoptar los criterios de ICOLD.

Las emergencias y su consideración en la ingeniería de presas

Lidiar con las emergencias ha sido, desde hace muchos años, la razón de ser de las organizaciones de protección pública y las industrias, en particular cuando la actividad se inscribe en las consideradas "peligrosas o contaminantes".

A partir de la segunda mitad del Siglo XX, se produjeron algunos hechos que aceleraron el proceso tecnológico de incorporación de procedimientos y dispositivos que tienden a contrarrestar las amenazas que generen tanto las acciones del Hombre como las de la naturaleza.

En primer lugar, el desarrollo tecnológico disminuyó dramáticamente el tiempo necesario para duplicar los conocimientos, introduciendo paralelamente en los procesos la producción de importantes cantidades de desechos contaminantes y/o altamente peligrosos.

De igual manera, la población mundial creció a una tasa tan alta en los últimos 50 años que duplicó la cantidad total de habitantes que había alcanzado en toda la historia del hombre sobre la Tierra. Ello implica la ocupación de territorios más vulnerables, restringiendo los espacios necesarios para completar procesos productivos, entre ellos el libre escurrimiento de caudales de nuestros ríos.

Desde los años '80, se produce una creciente toma de conciencia sobre la necesidad de respetar cada vez más la condición humana, valorizando la legítima defensa de los valores del Hombre. Si bien esta tendencia es más notable en los países

desarrollados, desde éstos se irradian preceptos que deben ser considerados en todo el Mundo, tanto en los nuevos proyectos como en la actualización de las obras existentes.

En la misma época, comenzó a extenderse el conocimiento en los aspectos ambientales, asunto que es discutido y apoyado en importantes y multitudinarios foros internacionales. A partir de ese clamor, organizaciones no gubernamentales y oficiales con extensión planetaria otorgan un lugar en sus análisis al cuidado de estos temas (ICOLD es uno de ellos).

También los organismos de crédito internacional y luego los nacionales, introdujeron obligaciones de estricto cumplimiento para otorgar créditos, afectando de esta manera concreta la continuidad de la planificación de nuevos proyectos (Banco Mundial, BID, Banco de Desarrollo de ASIA, etc.). A partir de los '90, se establecen nuevos Criterios del Banco Mundial para otorgar financiamiento, entre ellos: la exigencia de contar con un informe de impacto ambiental y la mitigación de los efectos adversos; la optimización de los proyectos buscando generar energía con menor afectación ambiental, menor riesgo en el recupero de la inversión y la implantación de Planes de Acción Durante Emergencia.

A las razones expuestas, debe sumarse la menor disposición de sitios favorables o "cada vez menos favorables" para emplazar presas y, consecuentemente con mayor riesgo implícito, lo que implica mayores costos para lograr igual condición de seguridad o, dicho de otra manera, primas de seguros más elevados.

Como resultado de esta transformación continua de las condiciones en las que deben diseñarse, construirse y operarse las obras, las industrias y las agencias oficiales específicas prevén en sus estructuras orgánicas sectores completos que deben analizar formas de prevenir y eventualmente mitigar los propios efectos nocivos que generan.

Algunas de ellas, como la nuclear o las que incluyen el tratamiento de sustancias tóxicas y/o explosivas, la industria aeroespacial, las tareas de alto riesgo (incluso deportivo), etc. desarrollan esquemas de prevención que se basan en el simple razonamiento de imaginar, desde una posición exterior, *¿qué es lo que pasaría sí...?*, para luego encontrar procedimientos, materiales y dispositivos para disminuir o evitar sus efectos.

Este proceso ha generado una actividad nueva, o al menos ha potenciado algo que estaba incipientemente implícito en los procesos productivos, para volcarse incluso en nuestras vidas cotidianas.

Quizás por esto último, es que resulta casi natural que la ingeniería de presas considere fuertemente actualizarse e implantar abiertamente en sus prácticas el análisis y evaluación del riesgo. No proveer de esta nueva herramienta a los responsables de adoptar decisiones, podría afectar su propia supervivencia.

El análisis de riesgo, usual hoy en actividades tan disímiles como la economía y la aeronáutica, la energía nuclear y la inversión inmobiliaria, por nombrar solo algunas, comenzó a pensarse como un proceso necesario en la ingeniería de presas a partir de la década de los '90.

No es motivo de este trabajo desarrollar este aspecto, sino indicar la necesidad de considerar en la toma de las grandes decisiones un proceso de participación a través del cual la sociedad en su conjunto analice la pertinencia de las obras. En el mismo se debe incluir la mayor cantidad de elementos de juicio posibles, así como todas las alternativas y escenarios imaginables, incluso la falla de la presa.

Criterios actuales en los PADE

Desde la década de 1990, se incrementó la preocupación dentro de la ingeniería de presas sobre las consecuencias que producen aguas abajo las roturas de presas, generándose un fuerte impulso hacia el desarrollo de prácticas que permitan minimizarlas.

A mediados de dicha década, las agencias con incumbencia en el tema de seguridad de presas de los Estados Unidos comienzan a emitir documentos que inciden marcadamente en el desarrollo de los Planes de Acción para prevenir y/o minimizar los efectos de las roturas. Este proceso incluyó la participación de las principales organizaciones oficiales con responsabilidad en el tema en dicho país. Como resultado de ese importante esfuerzo de coordinación, los TADS (Training Aids for Dam Safety) incluyeron un volumen completo dirigido a brindar una guía para la preparación de los Planes de Acción Durante Emergencia (Emergency Action Plans, EAP), documento que fue emulado y mejorado en los siguientes años por ingenieros de todo el Mundo.

Entre los organismos que lideraron la elaboración de los TADS, se encuentra el Bureau of Re-

clamation (BOR) que proyecta, construye y opera complejos hidroeléctricos. El BOR ha producido además varios documentos relativos a la seguridad de presas, incluyendo instructivos destinados a apoyar a su personal.

En 1995, el BOR editó un instructivo denominado Emergency Planning and Exercise Guidelines, con la finalidad de que los operadores de sus presas impulsaran la elaboración planes locales de emergencia entre las autoridades de las comunidades ubicadas aguas abajo, o que, en caso de que dichos planes ya existieran, incluyeran planes específicos para el caso de una falla en las presas ("Emergency Planning and exercise guidelines", Volume 1, B.O.R, 1995, Section 2, Chapter II, Local Plans, pag. 2-3).

La comunidad internacional especializada en presas, comenzó a seguir estos pasos, interactuando en un proceso de mejora continua.

Resulta de interés detenerse en los preceptos sustentados por la Asociación Canadiense de Presas (Canadian Dam Association - CDA), en sus Guías de Seguridad de Presas.

En particular, al referirse a Preparación para la Emergencia establece los siguientes *principios* que nos parecen destacables:

Principio a) En la presa debe existir un proceso efectivo de gestión de emergencias.

Cuando se refiere a la gestión de la emergencia, se está imaginando un sistema completo que abarca todas las alternativas que sea posible imaginar para responder de la mejor manera posible.

Principio b) El proceso de ges-

ción de emergencias debe incluir procedimientos para responder a las emergencias que conduzcan al operador de la presa y al personal del emplazamiento a través de un proceso de respuesta a una emergencia en la presa.

El Plan de Respuesta a Emergencias (Emergency Response Plan – ERP) significa que el operador y su personal saben perfectamente que deben hacer ante las emergencias imaginadas, lo que les permite responder mejor ante cualquier evento, aun cuando no hubiera sido considerado previamente.

Principio c) El proceso de gestión de emergencias debe asegurar que se dispone de procedimientos efectivos de preparación para actuar en emergencia para uso de los organismos de respuesta externos con responsabilidades en la protección pública en la planificación de inundación.

Este principio implica pensar qué elementos de los que se dispone en la presa, pueden ser útiles para la respuesta aguas abajo y deben presentarse de forma que sean prácticos y claros para los organismos de protección pública (por ejemplo los planos de inundación).

Principio d) El proceso de gestión de emergencias debe asegurar que se ha llevado a cabo un adecuado entrenamiento del personal, un plan de ejercitación y un plan de actualización.

Imaginando un sistema que abarque tanto al operador y su personal como a los organismos de protección pública, la referencia al entrenamiento, la ejercitación y la actualización, suponen la integración final y coordinación de todos los actores institucionales e individuales involucrados en

una emergencia, dentro y fuera de las atribuciones del operador.

El objeto de este artículo no es analizar exhaustivamente todos los puntos que confluyen a crear un punto de inflexión importante en el desarrollo de los Planes de Acción Durante Emergencias, ni tampoco lo permitiría seriamente su extensión. En cambio, a manera de muestra, se destacan algunos puntos relevantes que fortalecen estas tendencias.

Se considera recomendable la lectura de varios de los documentos mencionados, los que proveen de elementos para mejorar los sistemas de gestión de emergencias.

Diagramas de aviso. Determinación de los “pobladores cercanos”

Los diagramas de aviso son la herramienta fundamental para integrar los Planes de Acción Durante Emergencia (PADE) de los operadores, con los Planes Locales de Operación en Emergencia desarrollados por los organismos de protección civil locales.

La Guía Técnica para la elaboración de los Planes de Emergencias de Presas, ministerio de Medio Ambiente, España de Junio de 2001, resume las principales características que modernamente se reconocen a estos diagramas (que denominan *sistemas de aviso*, al igual que el Reglamento Portugués). Dice que los sistemas de aviso deben:

- Estar permanentemente preparados
- Estar permanentemente operativos, incluso en situaciones de emergencia...
- Deben ser activados por el

Director del P.E.P. (Plan de emergencia de Presas) desde la sala de emergencias.

- Deben ser capaces de alcanzar a la población ubicada en la zona de la primera media hora (pobladores cercanos, zona de autoprotección)
- La señal de alarma garantizará su diferenciación frente a otra alarma...
- Quedará garantizada la inexistencia de falsas alarmas ...

Dentro de los diagramas de aviso, un punto clave es la determinación del límite al que debe llegar el aviso por parte del operador.

Dado que en algunos casos, los operadores pueden tener que asumir la responsabilidad por daños ocasionados por la operación de crecidas, aun cuando se encuentren dentro de la operación de crecidas ordinarias (no fallas de presas), es además importante por sus consecuencias económicas.

La falta de un límite a los alcances de la responsabilidad que le cabe al operador en las acciones ante emergencia, puede conducir a afrontar consecuencias legales (a veces con derivaciones económicas) y a desvirtuar el papel que le cabe como servicio de las defensas civiles.

En su afán de colaborar en la protección pública o bien en el desconocimiento o la falta de profundización en los roles reservados por las normas legales a cada uno de los actores involucrados en las emergencias, el operador puede asumir una posición de liderazgo en caso de una emergencia, que en realidad no le cabe.

Debemos recordar en este punto, que las leyes vigentes en Argentina reservan a las máximas autoridades de la Nación, las provincias y los municipios, la atención de las emergencias que producen efectos catastróficos, aún las derivadas de las inundaciones por rotura de presas. En la organización de la sociedad para enfrentar emergencias, los operadores de las presas y los organismos de regulación con responsabilidad específica en seguridad de presas, deben actuar como servicios de la defensa civil.

Es usual que la implantación de la obra genere un flujo más controlado del curso de agua, dándose por sentado que *el río ha cambiado su régimen y por lo tanto, es posible la ocupación de zonas potencialmente inundables e, incluso, su incorporación al ejido urbano o rural y, por lo tanto, su fraccionamiento*. Se modifican así usos y se desconocen zonificaciones de riesgos, permitiendo, aún desde la autorización oficial, el asentamiento de pobladores, la consiguiente inversión en zonas peligrosas y el irremediable daño al erogarse caudales que las anegan.

El hecho descripto, aparentemente alejado de la seguridad de presas, conlleva un perjuicio al desarrollo de los sistemas de emergencia hídrica en el caso de falla de la presa.

Quizás por falta de análisis jurídico suficiente, puede suceder que el operador incorpore unilateralmente en los diagramas de comunicación, el aviso desde la presa a pobladores demasiado alejados.

Esto, más allá de la innecesaria erogación de recursos por parte de la empresa operadora, tie-

ne como resultado un indeseable reconocimiento implícito a una responsabilidad que no le cabe al operador, sentando un precedente que difícilmente pueda revertirse a posteriori e influyendo negativamente al desarrollo de planes de acción durante emergencia.

Por ello, es recomendable que se establezcan previamente acuerdos formales entre el operador y las autoridades de protección civil, sobre la forma más adecuada (y ajustada a derecho) de emitir la comunicación previa con la comunidad, responsabilidad que puede recaer en el operador en los casos en que dicho poblador se encuentra próximo a la presa, mientras que en los demás quien emita el aviso debe ser la propia autoridad de defensa civil.

Surge por lo tanto la necesidad de determinar en cada caso, hasta donde debe considerarse que el poblador y/o sus bienes se ubican en la zona que puede denominarse de “pobladores cercanos”.

Conceptualmente es posible acordar que quien se encuentre próximo a la presa solo puede enterarse “a tiempo” para su alerta y eventual evacuación, si es el operador quien le avisa de forma directa del evento que se está desarrollando. A medida que nos alejamos del emplazamiento de la presa, es razonable pensar que, en algún momento, solo la organización del sistema preparado por la autoridad para la defensa civil será capaz de cumplir el aviso más eficiente a los pobladores de esa área.

Internacionalmente, se han adoptado diversas posiciones al respecto, estableciendo en algunos casos límite definidos, en otros se prefiere mencionar

los objetivos perseguidos con el aviso temprano, mientras que en algunos países solo se menciona sin mayores definiciones.

Los pobladores cercanos son aquellos habitantes de aguas abajo de las obras para quienes el desarrollo de los acontecimientos será seguramente más rápido que lo que demora en llegarles el aviso oficial de su ocurrencia desde las autoridades de la defensa civil.

En Argentina, para las obras hidroeléctricas bajo jurisdicción del Estado Nacional, se ha interpretado en los contratos de concesión y los PADE – para los casos de Emergencias que irreversiblemente llevarán a una rotura - que cada concesionaria es responsable de avisar a aquellas localidades o pobladores para quienes resulta demasiado riesgoso (y casi seguramente tarde) esperar que la cadena de avisos se complete en la forma prevista para el resto de la planicie de inundación.

Los habitantes alcanzados por este aviso (que no pasa por las Defensas Civiles), son aquellos para los cuales los efectos de la emergencia les alcanzarían antes de que les llegara el aviso de que la emergencia se va a producir emitido a través de la cadena de notificaciones de los organismos de protección civil.

Para ejemplificar, en caso de un evento como el mencionado, un poblador ubicado a 500 m de la presa no puede esperar que el aviso vaya hasta el ORGANISMO REGULADOR DE SEGURIDAD DE PRESAS (ORSEP); éste los analice; se declare formalmente la emergencia de la presa; se avise a las Defensas Civiles; éstas tomen la decisión de evacuar; le avisen al Municipio que le co-

responda a tal poblador; el Municipio movilice los Servicios de Defensa Civil locales; el encargado del área correspondiente al aludido poblador emita la alerta y la misma llegue al poblador. Una alarma sonora o una pequeña movilización del Concesionario seguramente llegará mucho más rápida en este caso.

Cuando la distancia es mucho mayor – dependiendo de la situación -, resulta imposible para el Concesionario avisar eficientemente a cada poblador individual pero podría hacerlo a través del Municipio próximo y la cadena se simplifica.

Para una distancia aún mayor que la anterior, una cadena de avisos bien implementada podría llegar a tiempo sin intervención directa del concesionario.

En el caso de España, la Guía Técnica para la elaboración de los Planes de Emergencias de Presas del Ministerio de Medio Ambiente (de Junio de 2001) establece un aviso directo y mediante alarma sonora u otros alternativos a la población en la zona de los 30 minutos iniciales, es decir aquella en la que la onda de rotura llega dentro de ese lapso. Por lo tanto no establece una distancia - que depende de la presa, la conformación del valle, etc.-, sino que se limita por un tiempo considerado suficiente para que el poblador pueda autoevacuarse. Esta guía indica la importancia de la interfase entre los Planes de emergencia de la Presa y los Planes de Protección Civil ante el Riesgo de Inundaciones, incluyendo el aviso, en especial a los pobladores ubicados en la “zona de la media hora”, a los que se alarma mediante sirena (denominados sistemas de señalización acústica).

La Ley N° 344/2007 de Portugal, que aprueba el Reglamento de Seguridad de Presas menciona la “zona de auto – salvamento” que en su artículo cuatro punto bd) define como “la zona del valle inmediatamente aguas abajo de la presa, (zona) en la cual se considera que no hay tiempo suficiente para una adecuada intervención de los servicios y agentes de protección civil en caso de accidente y que es definida por la distancia a la presa que corresponde a un tiempo de llegada de la onda de inundación igual a media hora, como mínimo de cinco kilómetros”.

El caso de Portugal es interesante, tanto por el esquema de definir la zona inmediatamente aguas abajo (similar a la que emplea España), como por la denominación de auto salvamento, aludiendo a la necesidad de que los involucrados asuman su propia “defensa” (aun sin las Defensas Civiles).

Tanto la guía canadiense como la neozelandesa o los documentos norteamericanos, no establecen un criterio fijo, sino que indican que a cada residente se le avisará según se establezca en la tabla (o cuadro) de notificaciones, elaborado según el acuerdo formalizado.

Sala de Emergencia

Un punto destacable de las guías de la Asociación Canadiense de Presas (CDA), que también se encuentra en las Guías españolas, es la recomendación de disponer de un “Puesto de comando (SCP –Site Command Post)” además de los EOC (Emergency Operation Centre).

En el caso español, disponer de la denominada Sala de Emergencia es obligatorio, tal como lo establece la Directriz Básica de Planifi-

cación de Protección Civil ante el Riesgo de Inundaciones, aprobada el 9 de diciembre de 1994.

Los mapas de inundación

Aunque los mapas de inundación no influyen en la implantación de los Planes de Acción Durante Emergencia que desarrolla el operador, son herramientas de alta significación para los Planes de Alerta y Evacuación de las autoridades responsables de aguas abajo. Por lo tanto, forman parte de la información que el operador debe proporcionar a dichos organismos.

Los contratos de concesión desarrollados y puestos en vigencia en la década de 1990 en Argentina como resultado del proceso de privatización de las empresas del estado que operaban los principales aprovechamientos hidroeléctricos, establecía que el organismo regulador “podía” solicitar la elaboración de los mapas de inundación por falla en las presas concedidas. Si bien el organismo creado para regular este aspecto en todos los casos ordenó que dichos planos se confeccionaran y entregaran a las organizaciones de defensa civil, es evidente que hoy este criterio no se aceptaría. Ante la actual demanda social de mayor protección pública y la aceptación generalizada de que ello es necesario, es evidente que los planos de inundación “deben” elaborarse y darse a conocer a las comunidades potencialmente afectadas, para permitir la preparación de los planes locales ante el evento específico de que una falla de presa/s puedan afectarlos. No se ha planteado como parte de este artículo el analizar la génesis de los mapas de inundación, ni discutir sobre los procesos para desarrollarlos. En cambio es oportuno indicar que, dado que su objeto es servir de

referencia a las autoridades de defensa civil, deben cumplir ciertos requisitos para que resulte útil a dichos usuarios.

Por tanto:

- La selección de los escenarios de rotura debe ser adecuada para la cuenca y la obra específica, pero además debe cuidar muy especialmente que la relación entre las causas que los originan y los efectos que se esperan permitan a las defensas civiles reconocer, con la sola mención del escenario, cuáles son las medidas preventivas que deben adoptar. Esto quiere decir que, visto desde aguas abajo, debe saberse de qué tiempo de dispone, que zonas serán las más afectadas y en qué orden. Por ello, deben agruparse no en función de las causas, sino en función de los efectos, es decir, seleccionar aquellos efectos que son similares, asumiendo siempre los de mayor riesgo (del lado de la seguridad).
- La cantidad de escenarios debe ser discreta, para facilitar las acciones de emergencia aguas abajo.
- Deben ser fáciles de comprender y presentar de manera clara y comprensible, indicando claramente tanto los efectos como los puntos topográficos, edificios públicos, infraestructura etc. que resulten destacados.
- La cartografía utilizada debe ser tan actualizada como sea posible.

La importancia de la comunicación

En otro artículo presentado en el V Congreso Argentino de Presas y Aprovechamientos Hidroeléctricos, ya hemos destacado la importancia de la comunicación social, herramienta fundamental para el mejor desenvolvimiento de las poblaciones que pudieran resultar eventualmente afectadas por una falla de presa ("Presas y Sociedad, Blasco y Ortega, CAPyAH 2008).

El mayor conocimiento permite que los ciudadanos puedan establecer en su justa medida la probabilidad de que tal situación se produzca y sean capaces de prepararse para la misma.

La correcta divulgación permite que la operadora sea más y mejor conocida y que, ante una emergencia, no se la estigmatice, colocando en este actor toda la responsabilidad, minimizando así las ventajas que la obra pueda generar en la sociedad en su conjunto. No es menor tampoco la conveniencia que tiene para la organización que explota el aprovechamiento hidráulico, la mejora sustancial de su imagen que se produce como resultado de un programa de extensión bien diseñado.

La reglamentación portuguesa, al referirse a la realización de ejercitaciones (artículo 48º, punto 4) indica: "La realización de ejercicios con vista a asegurar la coordinación y la funcionalidad de los recursos humanos y los medios técnicos involucrados, así como acciones de sensibilización de las poblaciones, debe estar prevista en la planificación de la emergencia." Donde claramente se incorpora la comunicación como una pieza clave y necesaria, puede decirse que es

imprescindible para alcanzar la coordinación de todos los involucrados.

EL ORGANISMO REGULADOR DE SEGURIDAD DE PRESAS (ORSEP), en Argentina ha asumido esta práctica, mediante el lento pero creciente desarrollo y mejora de los programas de comunicación (divulgación y difusión), incrementando sus contactos con la Dirección Nacional de Protección Civil, las Defensas Civiles provinciales, los municipios de las localidades ubicadas aguas abajo, los demás servicios de la defensa civil, el periodismo, las autoridades con responsabilidad hidráulica en las cuencas y los pobladores a través de campañas de difusión masiva.

Los recursos humanos

Durante el último Congreso Internacional de Grandes Presas, Brasilia 2008, quedó clara la necesidad de fortalecer la formación de recursos humanos específicos en ingeniería de presas y, muy especialmente en el área de la seguridad de presas.

Varios países demostraron que marchan en este sentido, destacándose los que disfrutaron de un período de hiperactividad alrededor de estas obras (China, Brasil, Irán, etc.).

Otros en cambio, han adoptado políticas de estado y conducen acciones específicas de capacitación, actualización profesional e investigación. Estos casos son interesantes, porque la mayoría de los países del Mundo, más tarde o más temprano, se encontrarán en la situación de no estar gestionando nuevos proyectos pero con la obligación de mantener en el mayor nivel de avances sus obras existentes.

Los recursos humanos altamente capacitados son uno de los aspectos más necesarios para asegurar la aplicación de las prácticas de seguridad de presas más actualizadas. Tanto los organismos oficiales, como las consultoras y las empresas operadoras requieren estos servicios y su disposición se convierte en una cuestión estratégica, política y económica que no es menor.

Por eso, todos los sectores involucrados y mencionados, deben confluír en políticas comunes que aseguren la existencia de este insumo fundamental.

En el 23º Congreso de Brasilia, la Dra. María Bartsch, relatora de la cuestión 90 referida al recrecimiento y modernización de presas existentes, mencionó como un problema universal crítico el envejecimiento de todas las presas existentes, la necesidad de mantenerlas operativas y el paralelo retiro de los ingenieros experimentados capaces de aportar el conocimiento y experiencia necesarios.

Como ejemplo de cómo encarar la respuesta para afrontar ese desafío, se presentaron las acciones seguidas por el Swedish Hydropower Centre (SVC) mediante un esfuerzo conjunto entre el Gobierno, la Industria Hidroeléctrica y las Universidades. El SVC tiene dos objetivos: 1) crear una competencia entre las universidades vinculadas al Centro y 2) cubrir los intereses y las necesidades de la sociedad, la industria y las universidades. El interés de esta iniciativa es, justamente, que Suecia no tiene como posibilidades el desarrollo de nuevas obras, en cambio si se requiere la capacidad científica para mantener y actualizar las obras existentes. Por otro lado, la capacidad tecnológica es un

bien exportable y puede, si fuera necesario, absorber demandas externas en aquellos países que sí se encuentren construyendo presas.

Lecciones Aprendidas

- Las obras no son eternas, sobre todo si no se aplican sobre ellas todos los procesos que indica las modernas prácticas de Seguridad de Presas.
- Es importante prever situaciones y prepararse para actuar, en lugar de “correr atrás de los acontecimientos”
- El desarrollo oportuno de cuidadosas actividades de divulgación hacia la comunidad, produce resultados más efectivos en la implantación de los planes de emergencia y disminuye los efectos negativos de las operaciones de las obras ante situaciones inusuales, incidentes y/o emergencias, tanto en los efectos reales como en la imagen del operador. Si bien ello implica agregar nuevas actividades al operador, con su consiguiente utilización de recursos, el desarrollo de acciones de divulgación no se vislumbra como un gasto innecesario, pues mejora la rentabilidad social empresaria. La inversión para mejorar la vinculación con las poblaciones amenazadas, es necesaria y se amortiza holgadamente en el momento en que se produce la emergencia, facilitando la comprensión del fenómeno por parte de los involucrados, optimizando la mitigación del impacto y disminuyendo sus efectos negativos sobre la integridad de las instituciones y sus actores.

- Es importante disponer de planes de acción que no sólo prevean como actuar ante emergencias producidas en las presas, sino también ante eventos producidos por factores externos. En esta categoría se inscriben por ejemplo los debidos a la mala difusión (errónea o no) por parte de los medios de comunicación y otros sectores formadores de opinión, o bien los producidos por actos que afecten las obras, intencionalmente o no (por ejemplo actos de sabotaje o terrorismo, actos irresponsables de eventuales visitantes, etc).
- Es necesario difundir clara y transparentemente los riesgos, alertando a la sociedad para la correcta toma de decisiones.
- Asumir más responsabilidades de las que corresponden al operador puede resultar pernicioso, no solo para el propio operador sino también para las poblaciones potencialmente afectadas, porque para su seguridad descansan en un tercero, en lugar de asumir su propia autodefensa. Incluso el saldo final para el sistema de emergencias puede resultar negativo, al desvirtuar el rol que le compete a cada actor institucional involucrado.

Conclusiones

Se quieren destacar las siguientes conclusiones:

- Acompañando los grandes cambios políticos, económicos, tecnológicos y sociales, la ingeniería de presas debe incorporarse definitivamente a la sociedad. En ese cami-

no, la seguridad de presas necesita asignar mayores esfuerzos al desarrollo de programas de comunicación social y a la consolidación de los sistemas de emergencias hídricas, con especial énfasis en las producidas por fallas en las presas.

- Los esquemas seguidos para implantar Planes de Acción Durante Emergencias (PADE) en la década de 1990, contenían algunos aspectos que los hicieron demasiado rígidos para coordinarse con los sistemas de emergencia implementados por las provincias (o estados), y con los Planes Locales de Emergencia que pudieran haber desarrollado los municipios de aguas abajo para alertar y eventualmente evacuar las poblaciones bajo riesgo.
- Los principales aspectos que impiden la coordinación definitiva de los sistemas de emergencias hídricas son las diferencias en la organización de los distintos actores institucionales involucrados. Mientras que los operadores de las presas responden a esquemas empresarios definidos, continuos y limitados a pocos participantes, los sistemas de alerta y evacuación en general soportan periódicas modificaciones políticas, consiguientes cambios en la organización y son de una extensión territorial y humana muy grande.
- De la conclusión anterior se deduce que el fusible del sistema suele ser la falta de continuidad en el conocimiento de la población y sus referentes sobre la existencia del riesgo y las medidas para mitigarlo, es decir la caren-

cia de cultura de prevención. Un programa de divulgación cuidadosamente diseñado y sostenido en el tiempo, aporta elementos para disminuir esta brecha.

- La tendencia mundial para la implantación de gestión de emergencias, en particular para presas, se basa en cuatro componentes: 1) un plan interno del operador de la presa para responder ante condiciones inusuales o de emergencia; 2) un plan desarrollado por el operador de la obra pero para uso externo, definiendo amenazas, roles y responsabilidades de las partes y el esquema de notificaciones que se deben hacer ante emergencias; 3) planes de emergencia regionales, provinciales y municipales desarrollados por las organizaciones de protección civil (por ejemplo las defensas civiles) para alertar y evacuar pobladores; 4) un programa que alcance a todos los participantes del sistema de emergencias que comprenda entrenamiento, ejercitación y actualización para asegurar que el proceso está definitivamente integrado y permanentemente actualizado.

Los principales cambios en la gestión de emergencias pueden resumirse en los siguientes:

- Hoy se acepta que un PADE no está completo si no cumple su función de mitigar tanto como sea posible las consecuencias de una falla de presas. En ese sentido, es imprescindible alcanzar la integración con los sistemas de emergencia implantados aguas abajo de la presa
- Debe establecerse una cla-

ra delimitación entre las responsabilidades inherentes al operador y las que corresponden a la sociedad, tanto a través de las organizaciones de protección civil como las institucionales e individuales.

- En el documento PADE, debe haber una separación clara entre el plan de respuesta a implementar en la obra por el operador, y la información que se debe proporcionar a las autoridades de protección pública para que puedan elaborar sus planes de alerta y evacuación.
- El Sistema de Emergencias Hídricas es uno solo, deben realizarse esfuerzos para avanzar en la integración de los programas de entrenamiento, ejercitación y mantenimiento de los planes de acción en la presa con los que desarrollen las defensas civiles. Esto no implica desconocer que cada uno de esos planes es individualmente responsable por el correcto funcionamiento de la parte que le compete.
- Debe contarse con un Centro de Emergencias que se mantenga indemne durante la emergencia.
- Deben determinarse los escenarios de emergencia, su forma de evaluación y la forma en que se adopta la decisión de declarar la emergencia.
- Los planos de inundación son para las defensas civiles, por lo que deben ser prácticos, claros, permitir identificar fácilmente los puntos destacados, indicar las condiciones de la llegada de la onda en los puntos clave para cada escenario. Se comprende

que por lo indicado, más allá de que quien lo elabore sea el operador, es conveniente que se acuerden sus formatos y contenidos con las defensas civiles.

Recomendaciones

Atendiendo a las principales conclusiones enunciadas, y con el fin de facilitar el mejor desarrollo de los planes de acción para actuar durante las emergencias en las presas, se cree conveniente que el operador y, eventualmente el ente regulador específico, desarrollen un programa que incluya lo siguiente:

- Intensificar la comunicación social, si es posible desde el momento mismo en que se decide la implantación de la obra (desde su etapa de proyecto).
- Impulsar el fortalecimiento de los Planes Locales de Operación en emergencias (PLOE) con especial énfasis en los planes específicos que contemplan la falla de las presas.
- Participar activamente en los sistemas de emergencia Hídrica con la intención de asegurar que todos los actores institucionales conocen e implementan las acciones tendientes a disponer del mejor sistema posible, en especial con referencia a las inundaciones provocadas por eventuales fallas en las presas.
- En la etapa de gestación del Sistema de Emergencias Hídricas, es muy importante arribar a un acuerdo formal que deje explícitos los alcances de la participación de cada uno de los actores involucrados. En especial, es imprescindible determinar hasta donde llega la zona de “pobladores cercanos” o zona de autoprotección, es decir, quién avisa a quién y cómo. Ese acuerdo debe mantenerse vigente y actualizado mientras exista al Sistema de Emergencias Hídricas.
- Impulsar y participar en seminarios y difusión destinada a que la población conozca y aprenda a “convivir con las presas”.
- Difundir el rol del operador y del regulador “desde este lado del mostrador”, así como el rol de los demás actores y sus respectivas responsabilidades.
- Incluir en el Plan de Acción Durante Emergencias (PADE) un documento específico para ser entregado a los organismos de protección pública previstos en el mismo, separado del manual de operador, conteniendo exclusivamente la información que puede ser útil a dichos organismos.
- Prever y disponer de un presupuesto específico para desarrollar las acciones enunciadas.
- Desarrollar desde el Estado (en todos sus niveles) una Política permanente que contemple una relación más fluida con la sociedad, en especial con las comunidades que puedan ser afectadas en forma directa por una eventual falla de la presa o sus obras complementarias. Una campaña sostenida en el tiempo, da lugar a escuchar los reparos, contestar dudas y atender reclamos, evitando que las situaciones se generen sin control y registrando fehacientemente que la población que voluntariamente se somete a un riesgo existente lo asume (documento firmado por los eventuales damnificados). Esto no evita ni los desastres ni sus consecuencias, pero genera una corriente de consciencia de la situación real existente.

Alocação multicriterial de chaves telecomandadas

Wagner de Melo, Joseane Da Silva, Vinicius Garcia, Daniel Bernardon, Maurício Sperandio / Universidad Federal do Pampa (UNIPAMPA);
Eric Boeck , Lorenzo Comassetto / AES Sul S.A.
BRASIL
wagner.reck@gmail.com; jogiacomelli.cc@gmail.com; viniciusjg@gmail.com; dpbernardon@gmail.com;
sperandio.m@gmail.com; eric.daza@aes.com; lorenzo.comassetto@aes.com

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica – CIDEL 2010
27 al 29 de septiembre de 2010
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO
2. REPRESENTAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO
3. CRITÉRIOS PROPOSTOS PARA ALOCAÇÃO DAS CHAVES TELECOMANDADAS
4. PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE CHAVES TELECOMANDADAS
5. CÁLCULO DE INDICADORES
6. ESCOLHA DAS CHAVES CANDIDATAS
7. ANÁLISES EXPERIMENTAIS
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS
9. REFERÊNCIAS

Resumo: As concessionárias de energia elétrica têm continuamente procurado operar os sistemas de distribuição com maior eficiência, melhorando os níveis de qualidade e de continuidade de energia entregue aos consumidores. Uma das alternativas adotadas é o emprego de chaves telecomandadas, que propiciam realizar manobras, isolar defeitos ou transferir carga, em tempo real, resultando no restabelecimento de energia mais ágil. Assim, nesse artigo propõe-se uma metodologia para realizar a alocação ótima de chaves telecomandas em redes de distribuição a partir de análise multicriterial. Para tanto, são considerados os seguintes critérios: reduções de indicadores globais (DEC, FEC e ENS), multas, faturamento e quantidade de clientes sensíveis no alimentador, de modo que a concessionária possa ter um indicador de quais os melhores pontos na rede para alocar as chaves telecomandadas. Para comprovação da metodologia proposta, foram realizados estudos de casos com dados reais da concessionária de energia elétrica AES Sul.

1. Introdução

Para atender um mercado cada vez mais exigente, as concessionárias têm empreendido esforços na melhoria das redes de distribuição. Uma alternativa para manter índices adequados de continuidade no fornecimento de energia é colocar mais equipes de manutenção, porém podem ocasionar um aumento no custo de operação das redes, além disto o ganho pode ser marginal dependendo da situação (Bernadon et al. [1]).

Assim, cada vez mais tem se tornado atrativo o emprego de chaves telecomandadas, uma vez que funcionam como outras chaves mas não requerem o deslocamento de equipes para sua operação (abertura/fechamento) e são telemedidas e telecontroladas. Com isso é possível reduzir o tempo para intervir na rede, para isolar a área defeituosa e/ou transferir a carga sem fornecimento para outro alimentador com capacidade de receber a carga transferida. O seu uso tem se tornado viável pelo crescente número de fornecedores e diferentes tecnologias de comunicação (Sperandio et al [2]).

2. Representação de redes de distribuição

As redes de distribuição são normalmente representadas como matrizes, mas para os casos de redes de distribuição reais, esse método não é o mais indicado pelo grande número de elementos e a maioria dos relacionamentos serem iguais a 0. Assim, optou-se por utilizar uma representação utilizando estruturas de grafos, onde os vértices representam os transformadores de distribuição (consumidores), capacitores e/ou postes, e as arestas representam os trechos de rede, as chaves e/ou os reguladores de tensão. A Fig. 1 apresenta um exemplo de rede de distribuição representada como um grafo.

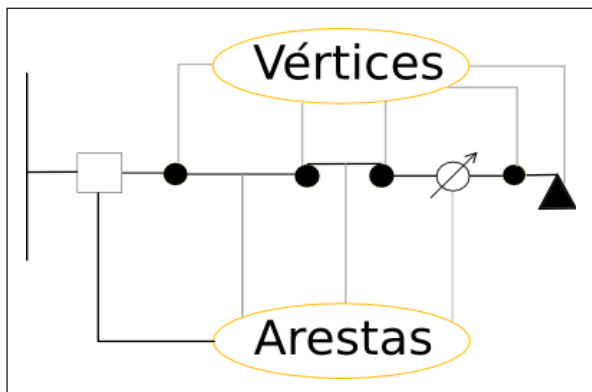


Figura 1. Rede de distribuição e os respectivos elementos de um grafo.

A representação como grafo por si só não é suficiente para representar todas as redes da concessionária devido ao grande tamanho dessas redes e pelo grafo possuir algumas estruturas internas de listas e matrizes diagonais. Para conseguir uma representação eficiente, dividimos a rede em três camadas: toda rede incluindo os trechos de interligação, subestações e redes de distribuição (alimentadores), melhorando a representação computacional. A Fig. 2 apresenta a representação das camadas separadas.

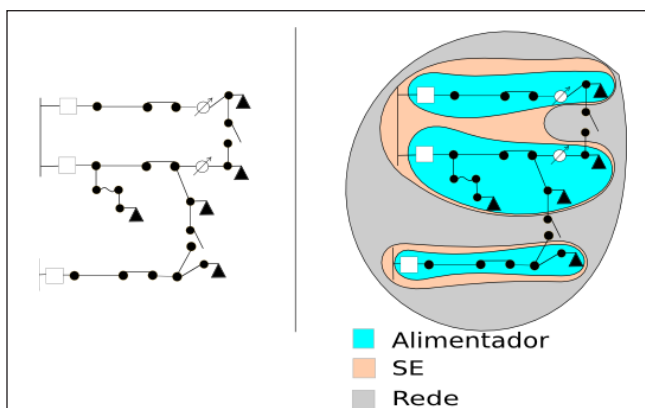


Figura 2. Uma rede e sua representação em três camadas.

Essa representação apresenta toda rede, mas não mostra o sentido da corrente, para isso é necessário definir qual o sentido da corrente e quais nós estão sendo alimentados. A Figura 3 mostra o sentido da corrente em dois alimentadores.

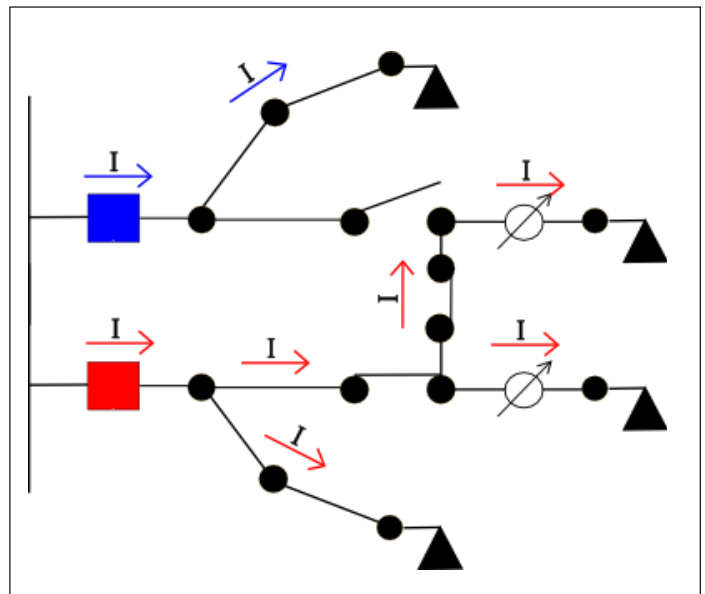


Figura 3. Representação de uma rede em operação.

Para tal representação foi utilizada uma estrutura de árvores com indicadores dos nós posteriores e anteriores, permitindo com isso o cálculo do fluxo de potência (somatório de correntes).

3. Critérios propostos para alocação das chaves telecomandadas

Para definir uma classificação das posições candidatas para receber a instalação de um par de chaves telecomandadas, sete critérios foram considerados:

- R_{DEC} : Redução no DEC (Duração Equivalente por Consumidor);
- R_{FEC} : Redução no FEC (Frequência Equivalente por Consumidor);
- R_{ENS} : Redução no ENS (Energia não Suprida);
- CON: Quantidade de consumidores beneficiados com a operação das chaves telecomandadas;
- SEN: Quantidade de consumidores sensíveis beneficiados com a operação das chaves telecomandadas;

- MUL: Multas compensadas para os consumidores beneficiados com a operação das chaves telecomandadas;
- FAT: Faturamento dos consumidores beneficiados com a operação das chaves;

Os três primeiros indicadores são calculados com base na comparação das topologias original de operação e a resultante da instalação de uma chave telecomandada, usando como base o histórico de falhas da rede. Os quatro últimos dados são obtidos da própria concessionária e são dados globais de cada alimentador.

Para cada um desses critérios, foi associado um peso P_i de modo a definir a importância relativa de cada um no processo de instalação das chaves telecomandadas. Os pesos foram definidos de acordo a indicação dos especialistas da empresa.

Como são comparados valores de critérios de alimentadores distintos, e esses valores passam a compor um indicador geral para cada chave analisada, os valores de cada um dos critérios é normalizado pelos maiores valores encontrados de cada um deles no conjunto de chaves candidatas.

4. Problema de alocação de chaves telecomandadas

Ao se analisar a alocação de um par de chaves telecomandadas, uma NF (normalmente fechada) na troncal e outra NA (normalmente aberta) na interligação, deve ser verificado se não existirão restrições técnicas para as transferências de cargas (sobrecargas e/ou quedas de tensão). Para isso, todo par de chaves telecomandas deve ser testado efetuando uma transferência da carga, a partir do cálculo do fluxo de potência e analisando se não ocorreram violações das restrições. Por se tratar de condições de emergência e de curta duração, é tolerada uma pequena sobrecarga e uma pequena violação nos limites de queda de tensão, sendo os percentuais definidos pela concessionária.

A implementação de chaves telecomandadas nas redes de distribuição é gradativa, devido ao custo elevado de cada chave telecomandada e a quantidade de chaves necessárias. Assim, a metodologia proposta indica a classificação de chaves candidatas de acordo com os melhores retornos segundo os critérios definidos.

Foi definida para a escolha das chaves a seguinte formulação baseada em Garcia e França[3]:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar: } & P_1 R_{DEC}(k, k') + P_2 R_{FEC}(k, k') \\ & + P_3 R_{ENS}(k, k') + P_4 CON(k, k') \\ & + P_5 SEN(k, k') + P_6 MUL(k, k') \\ & + P_7 FAT(k, k') \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeito à:

$$\sum_{k \in F_q} P_k \leq G_q, \forall q \in S \quad (2)$$

$$P_k - I_{max}^{F_k} T^i X_k \leq 0, \forall k \in F \quad (3)$$

$$|V_k^{min}| \leq |V_k| \leq |V_k^{max}|, \forall k \in B \quad (4)$$

$$k' \in U_k, k \in F, k' \in W \quad (5)$$

$$T_i \in U_k, \forall i \in B, k \in S \quad (6)$$

Onde:

(k, k') é um par de chaves candidatas;

W: conjunto de chaves NA (interligação);

U_k : Conjunto de chaves a jusante de k,

T^i : Tolerância de sobrecarga de corrente

sendo 1,0 = 0.0%, 1,1 = 10% (normalmente em 10%);

B é o conjunto de nós da rede;

F o conjunto de todos ramos da rede;

S é o conjunto de nós de origem (transformadores das subestações);

F_i é o conjunto de ramos que tem como nó inicial i;

T_i é o conjunto de ramos que tem como nó

final i;

L_k é a carga no nó k;

G_q é a capacidade da subestação q;

V_k é a voltagem no nó k;

$I_{max}^{F_k}$ é a corrente máxima no ramo k;

P_k é o fluxo de potência no ramo k

V_k^{min} / V_k^{max} são os limites mínimo/máximo

de tensão no nó k.

Na aplicação da função objetivo (1) é definido o par de chaves telecomandas com o maior ganho, segundo os critérios e pesos atribuídos.

As restrições (2), (3) e (4) verificam se não ocorrem sobrecargas nos transformadores da subestação, sobrecarga nos condutores com uma tolerância T^i , e de queda na tensão das cargas, respectivamente. A restrição (5) forma o par de chaves de modo que a chave de fronteira k' pertença ao conjunto de chaves a jusante da chave NF k e também pertença ao conjunto de chaves

de fronteira. E em (6) tem a restrição que todos os pontos de carga devem estar conectados a um transformador da subestação.

Com isso procuramos os pares de chaves telecomandadas que tenham um valor maior no indicador geral. Para avaliar as chaves, é preciso efetuar o cálculo dos indicadores, que será apresentado a seguir.

5. Cálculo de indicadores

Para calcular os indicadores globais (DEC, FEC e ENS) e os individuais (DIC, FIC e DMIC), é construída uma MLE (Matriz Lógico-Estrutural), proposta por Sperandio em [4].

A MLE é composta pelos tempos de atendimento para os clientes. A matriz é organizada de modo que cada linha representa um o conjunto de consumidores atendidos por um determinado transformador e as colunas representam as chaves do alimentador. Para um dado transformador n e uma chave k , o valor em MLE_{nk} será o tempo médio necessário para restabelecer o fornecimento em n para o caso de defeito na chave k . Esse tempo pode ser o de isolamento, caso n se encontre antes da chave k , o de transferência de carga, caso exista uma chave que suporte transferir carga para outro alimentador após k , e o de reparo, no caso de n ser após k e não puder ser transferido. Para tanto, são considerados as parcelas de tempo de espera, de deslocamento de equipes e de execução de serviços (reparos).

Os valores de tempos e as taxas de falhas utilizadas para construir a MLE são extraídos do banco de dados da concessionária, onde estão contidas todas as incidências de falhas em um determinado período de tempo juntamente com seus tempos de espera, deslocamento e serviço. Os tempos para realização das manobras (isolamentos e transferências) são definidos como dados de entrada no programa desenvolvido. A Tab. 1 mostra a MLE que representa a rede representada na Figura 4, onde TR é o tempo de reparo, TT tempo de transferência e TI tempo de isolamento.

Com os tempos e taxas de falha de cada chave é feita uma redistribuição das taxas de falhas das chaves de proteção (disjuntores alimentadores, religadores e repetidoras) sobre as demais chaves instaladas nos ramos troncais. Essa redistribuição visa garantir que as chaves dos ramos troncais

possuam algum valor de taxa de falha pois, em alguns casos, um defeito em uma chave troncal que não seja de proteção se propaga até encontrar um equipamento de proteção, podendo ter passado por outras chaves, e assim, o defeito que era em uma chave fica contabilizado como falha em outro equipamento de proteção.

Tabela 1 - MLE da rede da Figura 4.

	Disj	CH-1	FU-1	FU-2	FU-3
T1	TR	TI	TR	TI	TI
T2	TT	TR	TI	TR	TI
T3	TT	TR	TI	TI	TR

A redistribuição é feita primeiramente calculando a distância entre as chaves (somente dos ramos troncais). Para cada chave de proteção são percorridos trechos troncais protegidos por ela, e para cada chave encontrada (incluindo a chave de proteção) ela recebe como taxa de falha o valor dado pela Eq. 7.

$$TF_c = \frac{KM_c}{KM_p} * TF_p \tag{7}$$

Onde TF_c é a nova taxa de falhas da chave, KM_c é o comprimento dos trechos protegidos pela chave, KM_p é o comprimento total coberto pela chave de proteção e TF_p a taxa de falhas original da chave de proteção. A figura 4 apresenta uma topologia de rede e os trechos protegidos por cada chave.

Somente as chaves consideradas pontos notáveis (PN) tem sua taxa de falhas alteradas pela redistribuição, visto que são as chaves que a concessionária normalmente executa suas manobras (isolamentos e transferências).

Após essa redistribuição, a MLE é preenchida e é efetuado o cálculo dos indicadores iniciais. Eles são armazenados para comparação futura.

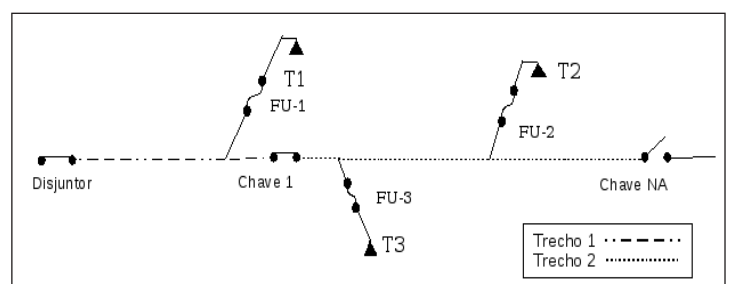


Figura 4. Separação de trechos em uma topologia de rede de distribuição

6. Escolha das chaves candidatas

Uma chave somente pode ser candidata a receber uma chave telecomandada se for possível transferir a carga dos consumidores atendidos por ela para um alimentador vizinho através de uma chave de socorro, de modo que não viole as restrições indicadas na seção 4.

Para cada par de chaves telecomandadas NA-NF, é feita uma transferência de carga e é calculado o fluxo de potência, sendo os pares considerados candidatos se não ocasionarem violação das restrições.

6.1 Cálculo do impacto da alocação

A alocação de um par de chaves telecomandas reduz o tempo de atendimento, evitando o deslocamento de equipes. Isso gera alterações na MLE sendo necessário atualizar alguns valores. Com base na topologia apresentada na Fig. 5, ambas as chaves (chave 1 e chave 2) são chaves candidatas para serem telecomandadas, podem ser usadas como pares de transferências de cargas com a chave NA. Instalar a chave telecomanda no par Chave 1 - Chave NA irá alterar a MLE de modo que: para cada caso de falhas após a Chave 1, todos consumidores situados antes dela (trecho 1) sejam isolados em menor tempo, mantendo os mesmos tempos para os demais consumidores. Para falhas anteriores a Chave 1, os clientes situados depois dela (trecho 2 e 3) são transferidos também em menor tempo.

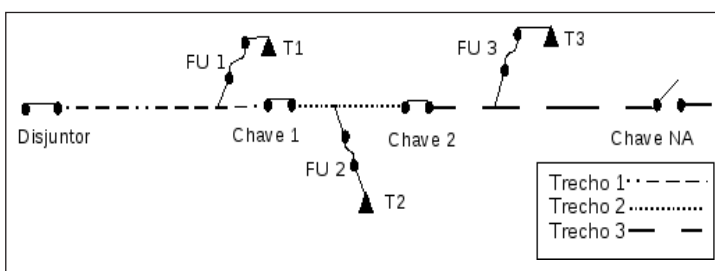


Figura 5. Topologia de rede. T1, T2 e T3 representam pontos de consumo de carga (consumidores).

A Tab. 2 apresenta tais modificações na MLE. Para diferenciar os tempos de manobras manuais e automáticos, os tempo automáticos são T1a e TTa e os manuais T1m e TTm.

	Disj	CH 1	CH 2	FU 1	FU 2	FU 3
T1	TR	T1a	T1a	TR	TI	TI
T2	TTa	TR	T1m	TI	TR	TI
T3	TTa	TR	TR	TI	TI	TR

Tabela 2 - MLE da figura 5 após alocação do par de Chaves 1 – Chave NA

Para se verificar a redução dos indicadores provocada pela inserção de um par de chaves telecomandas é efetuado o seguinte procedimento:

- Salvar a MLE atual;
- Alocar um par de chaves telecomandadas em pontos onde é viável a transferência de cargas;
- Redistribuir as taxas de falhas;
- Recalcular a MLE: analisar o impacto ocasionado pela inserção das chaves telecomandas;
- Calcular os indicadores globais e verificar a diferença deles para os indicadores originais;
- Retornar a configuração original das redes;
- Restaurar a MLE para estado inicial.

Esse procedimento é executado para todas os pontos candidatos e as diferenças dos indicadores, juntamente com os demais indicadores (dados de criticidade), são inseridas em um relatório para análise e é construído um indicador geral pelo qual as chaves são ordenadas.

O formulário contém os seguintes campos e valores: DEC (0.30), Nº Consumidores (0.), FEC (0.10), Clientes Sensíveis (0.10), ENS (0.10), Faturamento (0.10), Multa (0.10). Há um botão 'Altera Critérios'.

Figura 6. Critérios e seus pesos.

Com esses critérios, é possível analisar diferentes cenários sobre um mesmo estudo de caso, sendo possível analisar, por exemplo, as chaves que proporcionarão a maior redução nos indicadores DEC, ou aquelas posições que apresentam a maior redução nas multas ou ainda aquelas que envolvam o atendimento a um maior número de clientes em uma eventual operação de restauração telecomandada. A Fig. 6 apresenta os critérios utilizados e seus pesos padrões.

7. Análises experimentais

As reduções dos indicadores, bem como os valores de criticidade, são apresentadas em uma tabela e em um gráfico de pareto, de acordo com a ordem de classificação pelo indicador geral.

Para análise e validação das metodologias, realizaram-se estudos de casos com dados reais da concessionária de energia elétrica AES SUL. Com todos os dados de entrada fornecidos, é efetuado o cálculo da alocação de chaves. A Fig. 7 apresenta a tela com os resultados obtidos e a Fig. 8 o posicionamento de dois pares de chaves telecomandadas na visualização da redes de distribuição.

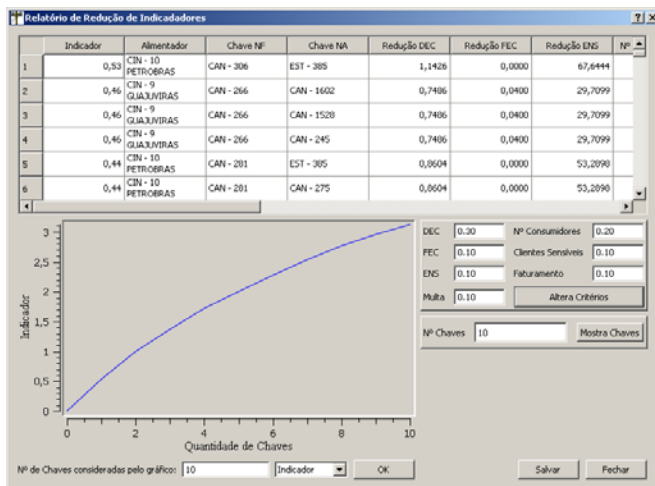


Figura 7. Resultados da alocação e gráfico do indicador.

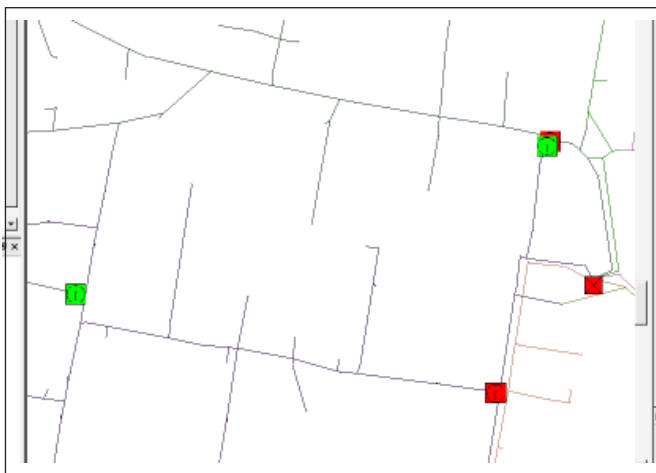


Figura 8. Alocação de Chaves Telecomandadas.

8. Considerações finais

Para verificação dos resultados da metodologia proposta, foi desenvolvido um aplicativo computacional realizando simulações com dados reais das concessionárias de energia elétrica.

O sistema computacional se mostrou eficiente nos estudos de casos, apresentando resultados satisfatórios, porém com a ressalva de um tempo elevado para processamento em função da grande quantidade de dados envolvidos. Trabalhos futuros podem envolver aperfeiçoamentos no cálculo da MLE no sentido de reduzir o tempo computacional requerido.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da concessionária de energia elétrica AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. por meio do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D), bem como ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq.

9. Referências

- [1] Bernardon, D.P., et al. "Alocação ótima de Chaves Telecomandadas nas Redes de Distribuição para Aumento da Confiabilidade dos Sistemas", CBQEE, 2009
- [2] M. Sperandio, J. Coelho, et. al., "A Influência do Cálculo de Taxas de Falha na Alocação de Chaves Automáticas," XII Eriac - Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu-PR, 2007.
- [3] Garcia, V.J. and França, P.M., "Multiobjective service restoration in electric distribution networks using a local search based heuristic", European Journal of Operational Research-189-3,694-705, 2008
- [4] Sperandio, M., "Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição," Tese de Doutorado apresentada a Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.

Mejora en los tiempos de atención de reclamos, implementando un sistema de gestión de la operación

Ricardo Berardi, Pedro Vidal, Horacio Hidalgo / Energía San Juan S.A.
ARGENTINA
rberardi@energiasanjuan.com.ar; pvidal@energiasanjuan.com.ar;
hhidalgo@energiasanjuan.com.ar

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica – CIDEL 2010
27 al 29 de septiembre de 2010
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO
3. SGO - SISTEMA DE GESTIÓN DE LA OPERACIÓN
4. RESULTADOS
5. CONCLUSIÓN
6. BIBLIOGRAFÍA

Resumen: EL presente trabajo tiene como objetivo presentar la metodología utilizada en Energía San Juan S.A., para mejorar los tiempos de atención de los reclamos a través de la implementación de un Sistema de Gestión de la Operación (SGO). El SGO consta de un Call Center (técnico/comercial) de recepción de reclamos, de un Centro de Control Centralizado y de un Sistema de Gestión de la Operación que vincula reclamos técnicos, eventos en la red alta y media tensión procesados en línea (SCADA tiempo real), detección e inferencia de posibles puntos de falla en el GIS eléctrico con agrupación de reclamos asociados al mismo evento.

El presente trabajo presenta las acciones realizadas que permitieron la mejora en los tiempos de atención de reclamos, como han sido la implementación de los sistemas informáticos y la reestructuración de la planta de personal. Finalmente, se comparan los resultados obtenidos con los registros históricos de Energía San Juan S.A. desde el año 2006.

1. Introducción

En la República Argentina, las empresas concesionarias de la distribución del servicio eléctrico, deben mantener los niveles de calidad exigidos en sus contratos.

El incumplimiento en los niveles de calidad exigidos, se traduce en multas impuestas a la distribuidora, que se calculan en función al perjuicio ocasionado al usuario por no recibir un servicio en condiciones satisfactorias.

Debido a lo expuesto, las empresas de servicio eléctrico tienen la necesidad de mejorar la gestión de distribución y operación, a través de la implementación de procesos eficientes en su organiza-

ción, asociados a buenas herramientas de gestión informática. Es importante destacar que en Energía San Juan S.A. (Distribuidora de energía eléctrica de la provincia de San Juan – Argentina), el control de calidad de servicio se realiza a nivel del usuario, con la medición de cantidad de interrupciones y el tiempo sin servicio. Una de las acciones que permiten una mejora de la calidad del servicio, es la reducción de los tiempos de atención de los reclamos de los usuarios. La modalidad de controlar la calidad de servicio técnico individualmente a cada usuario, exige la instrumentación de una metodología que se basa en la coordinación de varias fuentes de información de distintos sistemas: Sistema SCADA, Sistema de Información Geográfico (GIS) Eléctrico, Sistema de Gestión de la Operación (SGO) Reclamos, Sistema Comercial, etc.

2. Indicadores de calidad de servicio

El control de la Calidad del Servicio Técnico se realiza conforme lo establece el contrato de concesión. La medición se implementa a través de bases de datos de la Distribuidora que incluyen información sobre las contingencias, relacionables con los datos de la topología de las redes y su vinculación comercial con los usuarios, lo que permiten obtener los siguientes indicadores de interrupciones por cada suministro.

Para esta etapa, los valores máximos admitidos para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones:

- Usuarios en AT: 3 interrupciones/semestre
- Usuarios en M: 4 interrupciones/semestre
- Usuarios en BT: 6 interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de interrupción:

- Usuarios en AT: 2 horas/semestre
- Usuarios en MT: 3 horas/semestre
- Usuarios en BT: 10 horas/semestre (< 50kW)
- Usuarios en BT: 6 horas/semestre (> 50 kW):

La energía no suministrada al usuario se calcula en función de la duración de cada interrupción de servicio (corte > 3 minutos), del momento del día que se produce y de la energía facturada al usuario anualmente. Si en un semestre, el usuario sufriera más cortes que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la Distribuidora un crédito. La energía no suministrada es valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

- Tarifa 1-R: 5,0614 \$/kWh
- Tarifas 1-G y 1-AP: 5,0614 \$/kWh
- Tarifas 2 y 3-BT: 8,2068 \$/kWh
- Tarifas 3-MT y 3-AT: 9,7976 \$/kWh

Cuando los niveles de calidad fijados no son satisfechos, las Distribuidoras sufren multas que se traducen en bonificaciones a los usuarios afectados. Para que este efecto no deseado se minimice o desaparezca, se genera en las Empresas la necesidad de mejorar en forma continua, la gestión de la operación y distribución de energía.

3. SGO - sistema de gestión de la operación

Para minimizar las sanciones por calidad de servicio Técnico, las Empresas deben operar el sistema en forma rápida y eficiente. En este sentido, Energía San Juan S.A. para mejorar la **gestión de la operación** de sus redes, trabajó sobre las siguientes premisas fundamentales:

- Reestructuración del Centro de Control: Operación Centralizada.
- Método de capacitación continua del personal propio/contratado: instructivos y procedimientos bajo normas ISO 9000.
- GIS Eléctrico
- Formulario Único de Información de eventos en la red (OAC)
- Sistema SCADA (AT / MT / BT).
- Sistema IVR - Call Center.
- Sistema de Gestión de la Operación SGO
- Elaboración de un Plan de Emergencia

3.1 Reestructuración del Centro de Control: Operación Centralizada

En la provincia de San Juan, más del 90% de su población se encuentra concentrada en la Capital y los departamentos contiguos, motivo por el cual, resulta conveniente desde el punto de vista técnico/económico, disponer de un único Centro de Control, con la **“operación centralizada”**.

Actualmente, Energía San Juan S.A. cuenta con 188.382 usuarios de los cuales 2.679 usuarios demandan una potencia mayor a 10 kW. Debido al tipo de red que tiene esta Empresa, mayormente aérea (subterránea principalmente en la zona del microcentro), a la gran cantidad de arbolado público ubicado en la misma línea que la red de distribución en MT / BT y a las condiciones climáticas de la provincia (con reiterados vientos superiores a 100 km/h y tormentas eléctricas), resulta necesario adaptar rápidamente la dotación de personal y movilidades, acorde a la cantidad de contingencias en la red. Esta adaptación, debe ser dinámica y eficiente, a fin de mantener los indicadores de calidad de servicio, dentro de valores óptimos esperados.

En la Fig. 1, se muestra como se incrementa la estructura de Energía San Juan S.A. cuando trabaja en un día en emergencia respecto a un día normal. Las incidencias o fallas en la red durante un día de emergencia crecen de 5 a 20 veces respecto a días normales. Por este motivo, debe crecer en proporciones similares o acorde a la necesidad de cada caso, la estructura de telefonistas en el Call Center, la cantidad de operadores en el Centro de Control y las cuadrillas de maniobras y reparaciones en terreno, mientras dure la emergencia, a fin de mantener los tiempos de atención dentro de valores razonables.

CLIENTES ESJSA		188.382	CALL CENTER		Telefonistas
Grandes Clientes > 10 kW	2.679		Días Normales	2 a 5	
Clientes T1 < 10 kW	185.703		Días Emergencias	6 a 12	
RED ELECTRICA Incidentes Cuadrillas			CENTRO DE CONTROL		Operadores
Días Normales	< 100	2 a 5	Días Normales	2 a 4	
Días Emergencias	100 a 1500	6 a 50	Días Emergencias	4 a 6	

Fig. 1- Estructura en día normal / emergencia

En la Fig. 2, se muestra un diagrama de la Operación del Sistema Eléctrico Centralizada, implementada por Energía San Juan S.A., tanto para resolver incidencias en la red, como para coordinar trabajos programados. Ante cualquier incidente o contingencia en la red de distribución que provoque problemas en el suministro eléctrico del usuario, el mismo se comunica con el Call Center y registra su reclamo en el sistema (por su el código de identificación del usuario) que a su vez lo ubica en el GIS eléctrico. El telefonista le informa al usuario el número de reclamo, si tiene alguna falla o trabajo programado en la zona que afecte su servicio, si hay personal trabajando reparación o mantenimiento de la red, si tiene alguna factura impaga que provoque su suspensión momentánea del suministro, o si se trata de una incidencia que requiere enviarle personal a su domicilio para verificar las instalaciones.

Es importante aclarar que el Call Center cuenta con un **sistema IVR** (Interactive Voice Response) que permite supervisar en línea y en todo momento el flujo de llamadas entrantes en espera, atendidas y abandonadas, a fin de disponer del número de telefonistas acorde a la necesidad, para que más del 95% de los llamados queden debidamente atendidos y registrados. Asimismo, el Call

Center dispone del sistema SGO **módulo Reclamos** para identificar al usuario en el GIS eléctrico al registrar su reclamo y verificar en línea con el usuario, la situación actual de su estado eléctrico. Adicionalmente, si algún usuario llama y en ese momento todas las líneas de los telefonistas están ocupadas, el mismo tiene la posibilidad de ingresar el reclamo al sistema, ingresando su código de identificación de usuario según instrucciones grabadas en un mensaje del preatendedor del IVR, el sistema le devuelve el número que identifica el reclamo, todo sin intervención humana.

Con esta aplicación informática, Energía San Juan S.A. ha logrado que el 100% de los reclamos atendidos, puedan ser registrados en tiempo y forma y reciban la atención correspondiente.

Para desarrollar sus tareas en forma eficiente, el Centro de Control dispone de dos sistemas informáticos vinculadas entre sí, que le permiten registrar los eventos en alta y media tensión en tiempo real (on - line):

- Sistema SCADA (AT/MT/BT)
- Sistema de Gestión de la Operación SGO

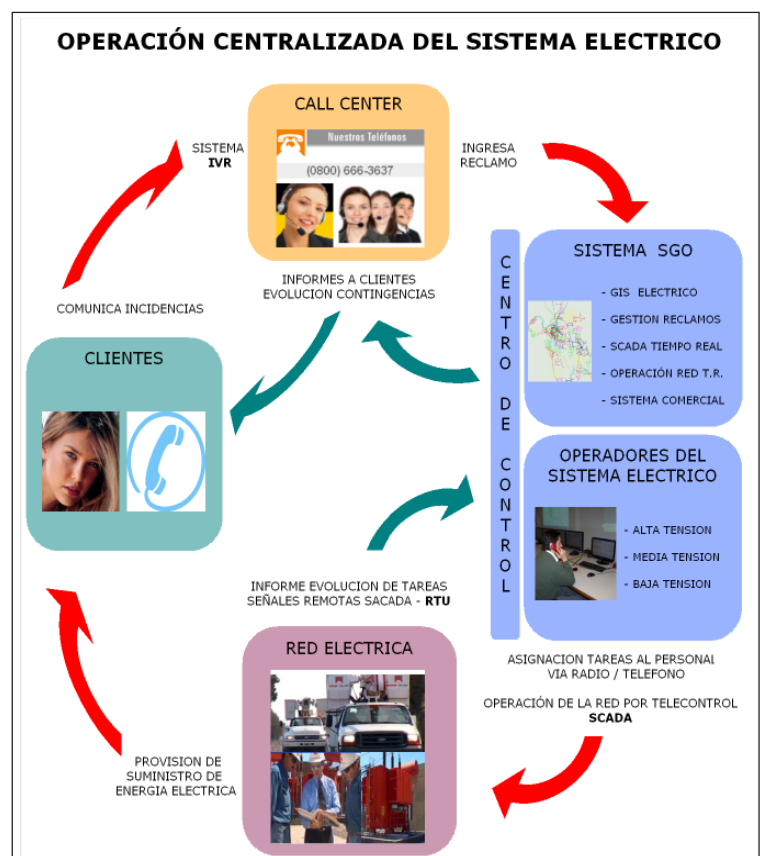


Figura 2. Operación Centralizada

El Centro de Control o de Operaciones, es el responsable de coordinar todas las tareas que se ejecuten en la red de San Juan, tanto en operación normal como en emergencia. La estructura integral del Centro de Control, se conformó de la siguiente forma:

- Operador de Subtransmisión (AT/MT)
- Operador en tiempo real SGO (AT/MT)
- Operadores de Distribución (MT/BT)
- Personal de terreno (propio / contratado)

El Operador de Subtransmisión (AT/MT) es el responsable de la operación del sistema en alta y media tensión. Opera el sistema SCADA y supervisa la operación en terreno. Para ello se dispone de un puesto de trabajo cubierto por técnicos durante las 24 horas, en turnos rotativos.

El SGO toma del SCADA todos los eventos telecomandados (sin intervención humana) y administra todos los eventos que no registra el SCADA con el auxilio del Operador SGO en tiempo real. El Operador SGO es el responsable del procesamiento de eventos en tiempo real (on – line) del sistema en alta y media tensión. Este procesamiento en línea, permite ver en el GIS eléctrico, las áreas sin de servicio y agrupar reclamos asociados al mismo evento. Para ello se dispone de un puesto de trabajo cubierto por técnicos de lunes a viernes de 08:00 a 24:00 h (reforzado durante las emergencias).

Los Operadores de Distribución (MT/BT) son responsables de la operación del sistema en baja tensión. Administran con el auxilio del SGO en su módulo Reclamos (asignación y gestión de reclamos de usuarios con inconvenientes en el suministro de energía). Para ello se dispone de dos puestos de trabajo cubiertos por técnicos, uno durante las 24 horas en turnos rotativos y el otro de lunes a viernes de 08:00 a 24:00 h (reforzado durante las emergencias).

El Personal de terreno, es responsable del mantenimiento y operación de la red de distribución. Energía San Juan S.A. dispone de los siguientes tipos de cuadrillas con personal propio / contratado:

- Cuadrillas livianas maniobras / reclamos

- Cuadrillas reparación / mantenimiento
- Cuadrillas TCT a contacto / distancia
- Cuadrillas Redes Subterráneas
- Cuadrillas Laboratorio / Control Energía
- Cuadrillas Personal Técnico de Obras
- Cuadrillas Lect. / Susp. / Rehab. , etc.

Es importante destacar, que para ejecutar cualquier maniobra en la red de distribución, se debe solicitar la autorización vía radio / teléfono al Centro de Control, a fin de verificar y controlar si esa maniobra se puede o no realizar. Esto es así, por dos razones fundamentales: mantener coordinación y orden de los trabajos en la red y lo que es más importante, por seguridad (no se realizan por ningún motivo reposiciones de servicio por telemando, donde hay personal trabajando).

Las cuadrillas de terreno en días normales, realizan sus tareas habituales, pero ante emergencias en el sistema eléctrico, el 100% del personal, se pone a disposición del Centro de Operaciones, mientras dure la contingencia.

En cuanto a las cuadrillas livianas utilizadas para atención de reclamos de usuarios, debido a que la cantidad varía durante las diferentes épocas del año, se dispone de recursos variables para cada mes del año, a fin de que sea eficiente su uso.

En la Fig. 3, se puede observar la cantidad de cuadrillas utilizadas en cada mes del año, proporcional a la cantidad promedio de reclamos registrados por la Empresa.

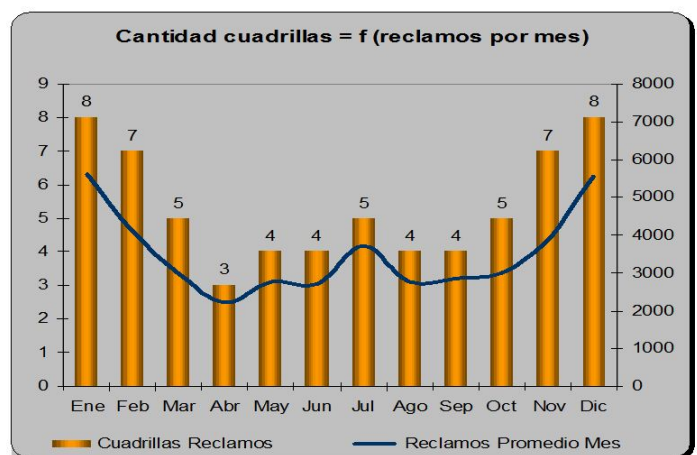


Fig. 3. Cantidad cuadrillas = f (reclamos).

Es importante aclarar, que Energía San Juan S.A. posee dos cuadrillas propias y la cantidad variable restante para cada mes del año, son cuadrillas contratadas, a fin de optimizar recursos.

3.2 Capacitación de personal: instructivos y procedimientos bajo normas ISO 9000

Energía San Juan S.A. viene trabajando desde el año 1999 en la elaboración, revisión y puesta en vigencia de instructivos y procedimientos bajo normas ISO 9000. Esta implementación, tiene la ventaja implícita, de que todos los trabajos y su forma de ejecución resultan uniformes y con el grado de calidad que define la Empresa. Adicionalmente, resulta muy útil transferir y hacer extensivas las capacitaciones bajo una norma, al personal contratado, que deberá ejecutar sus tareas de igual forma que el personal propio.

Actualmente, se está trabajando en la elaboración de videos, que permiten ver la correcta ejecución de cada tarea, según establece el respectivo procedimiento o instructivo y se analizan los posibles riesgos potenciales de la tarea y las acciones o medidas de seguridad a tomar, para evitar accidentes.

3.3 GIS Eléctrico: actualizado / codificado

La medición de Calidad de Servicio realizada a nivel usuario, exige en primer instancia que los actuales 188.382 usuarios que posee la Empresa y sus redes asociadas en alta, media y baja tensión, estén digitalizados geográfica y eléctricamente en el GIS eléctrico. Asimismo, todos los elementos de maniobra y protecciones en alta, media y baja tensión, están codificados en terreno y en el GIS, para ubicarlos en forma rápida y operar en forma segura, ante la ocurrencia contingencias y/o maniobras que afecten el servicio a usuarios. Finalmente, se requiere contar de procedimientos dinámicos de actualización de la red y elementos de protección o maniobra (posición abiertos / cerrados), en tiempo real (on-line) o tiempo real extendido (actualización fuera de línea, en plazos cortos de tiempo).

3.4 Formulario Unico de Información (OAC)

A fin de llevar un registro documentado, de toda la operación y mantenimiento en la red de distribución, se elaboró un **formulario único** (Orden de Atención de Usuarios - OAC) para registrar la totalidad de los eventos programados y/o las con-

tingencias o incidencias. Este formulario es el que se muestra en la Fig. 4.

El formulario consta de las siguientes partes:

1. La parte superior, esta destinada a completar los datos referidos al cliente, fecha y número de reclamo u orden de trabajo programado.
2. Luego hay un sector destinado al detalle de los eventos generados por incidencias o trabajos programados, horarios de apertura y cierre de los dispositivos operados o afectados, códigos de los dispositivos, ubicación y códigos de los motivos de fallas, maniobras y trabajos realizados. Además, consta de renglones para describir la falla, las maniobras y trabajos realizados, trabajos pendientes, materiales utilizados y croquis de ubicación.

ORDEN DE ATENCION AL CLIENTE
TRABAJOS REALIZADOS EN LA RED DE M.T. - B.T.
 S.A.C. - RECLAMO - OT Nº: OAC Serie Nº K 030056

NOMBRE DEL CLIENTE: _____ FECHA: _____
 DIRECCION: _____ MEDIDOR Nº: _____
 VILLA O BARRIO: _____ MOTIVO DEL RECLAMO - S.A.C. - O.T.: _____
 DEPARTAMENTO: _____
 SUMINISTRO Nº: _____ CUENTE TEL. Nº: _____

HORA EVENTO	DISPOSITIVO OPERADO O AFECTADO	CODIGO DISPOSITIVO OPERADO O AFECTADO	FUSIBLES OPERADOS / FASES CORTADAS	UBICACION DE LA FALLA / TRABAJO REALIZADO	CODIGO MOTIVO FALLA	SIGLO TRABAJO REALIZADO MANIOBRA
ABRIR / CERRAR			CANTIDAD (CUBRIR FUSIBLE / SOLO CONEXION)			

DESCRIPCION DE LA FALLA

DESCRIPCION DE LA REPARACION Y / O MANIOBRAS

TRABAJOS PENDIENTES

MATERIALES UTILIZADOS CAMIONETA Nº: _____

CROQUIS DE UBICACION

PRECINTOS	Encontrados y/o faltantes				Colocados			
	Arriba / Izquierda		Abajo / Derecha		Arriba / Izquierda		Abajo / Derecha	
Ubicación precinto	Número	Color	Número	Color	Número	Color	Número	Color
Medidor	SNAP Caracas Año							
Caja del Medidor	Tapa 1º Punto Med							
Tapa	Tablero / Acab. Sub							
Medición Indirecta	RESET Medición							
	Tapa 1º Preciso - T. I.							
	Tapa Break Phasada							
	Tapa Bornera Compacta							
	T1 Med Compacto	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº

En campo Nº precinto anotar Nº / roto / adulterado / faltante / no admitir. En caso de anomalías en Taps, que no admita precinto anotar - (tapa - informal - glicera)

TIPO DE DISTRIBUCION DE CONEXION: BT 1 FASE NO EXIB. CONEXION ESPECIAL OM. AEREA - DE 4 LIC DIRECTO MT 3 FASES EXIB. ACOM. CONEXION COMUN OM. SUB. + 4 + LIC NO RETO COMPACTO

MEDIDOR: ENVIADO (Estruc, Nº Fabrica, Marca, Tensión, Amp, Part. Lect. X, Nº de Digits) / RETORNO (Estruc, Nº Fabrica, Marca, Tensión, Amp, Part. Lect. X, Nº de Digits)

NOMBRE Y APELLIDO: _____ TIPO Y DOCUMENTO Nº: _____ FIRMA: _____

FIRMA EN CALIDAD DE: CLIENTE FAMILIA ENCARGADO REGIO

ATENCIÓN: NOMBRE DEL OPERARIO _____

Figura 4. Formulario único OAC

Debe destacarse que en todos los casos una vez que el usuario termina de escuchar los distintos mensajes, la llamada es transferida a un operador telefónico, quedando en la decisión del usuario, mantenerse en línea o cortar la llamada por estar conforme con el mensaje automático de respuesta.

3.7 Sistema de Gestión de la Operación SGO

El SGO es un sistema informático que implementó en Energía San Juan S.A. a principio del año 2008, que se encuentra vinculado a los sistemas IVR, SCADA y Comercial, que ayuda a la gestión integral de la operación en el Centro de Control.

Entre las funcionalidades más importantes del sistema SGO se pueden citar:

1. Correcto registro de reclamos de usuarios en el Call Center, identificándolo en el GIS eléctrico (Fig. 6) a través de su punto de suministro y la posibilidad de brindarle información on-line al usuario, respecto a la situación actual de las redes de distribución en su entorno.
2. Correcta asignación y distribución de reclamos a cuadrillas de terreno, verificando en el GIS prioridades en los reclamos pendientes (rojos importancia alta / naranja media / amarillos baja) y distancias de cuadrillas más cercanas (Fig. 7). Una vez asignados a cuadrillas livianas, cambian a verde o azul si son derivados a cuadrillas pesadas. Cuando terminan de ser atendidos, se cierran y desaparecen del aspecto gráfico.

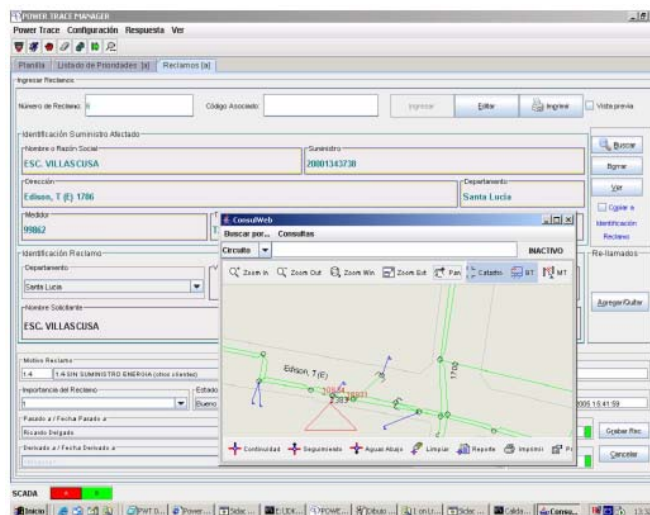


Figura 6. Recepción Reclamo SGO (planilla / GIS)

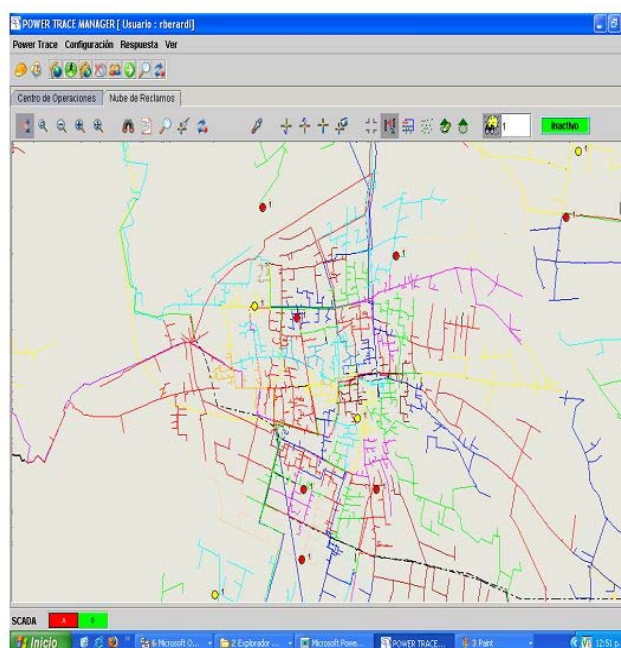


Figura 7. Prioridad Atención

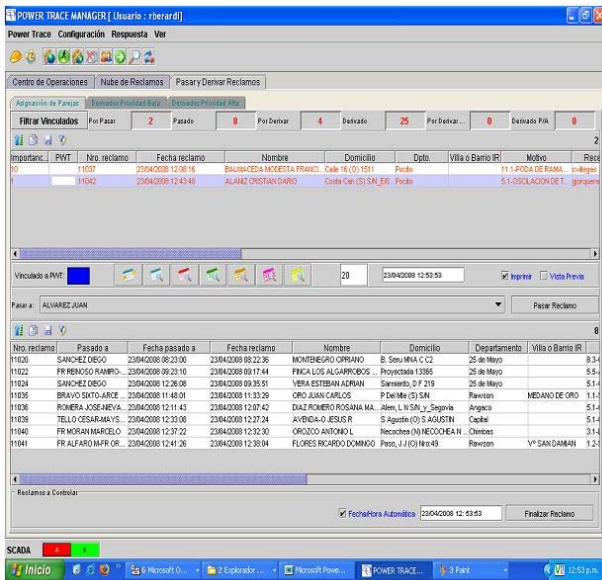


Figura. 8 Asignación Reclamos

La asignación del reclamo, se realiza en una ventana que en la parte superior tiene los reclamos pendientes de ser asignados y en la parte inferior los asignados a cuadrillas (Fig. 8). Los reclamos relacionados a un mismo evento, se identifican en la planilla en color azul, quedan agrupados por el sistema y al darle cierre al evento, desaparecen todos los reclamos asociados.

3. Procesamiento en tiempo real (on-line) de los eventos en la red de distribución en AT /MT, provenientes de SCADA o ingresados en forma manual al SGI a través de la planilla de eventos (Fig. 10) o desde unifilar de la red (Fig. 9).

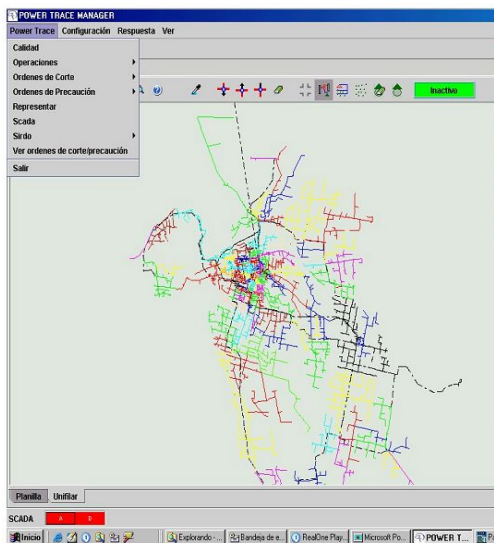


Figura 9. Unifilar Red

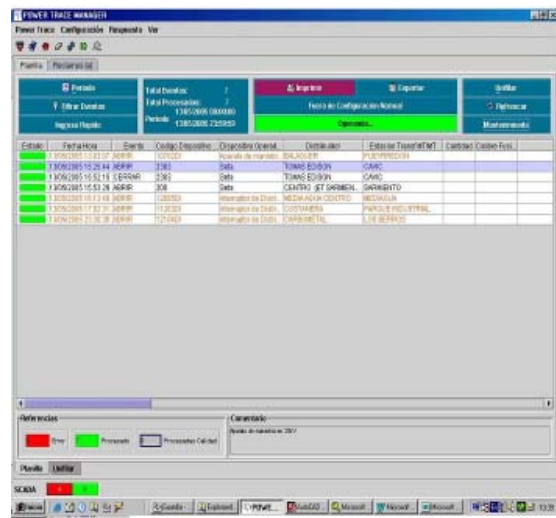


Figura. 10 Planilla Eventos

3.8 Plan de Emergencia

Energía San Juan S.A. cuenta con un **Plan de Emergencias**, para atender contingencias de gran envergadura, por causas tales como temporales de viento y lluvia, movimientos sísmicos, elevadas temperaturas, etc. En tal sentido, ante situaciones extremas de emergencias, el 100 % del personal propio y contratista queda a disposición del Centro de Control, mientras dure esta situación.

4. Resultados

Con la implementación del SGO y los métodos de trabajos descritos anteriormente, se mejoraron considerablemente los tiempos de atención de reclamos, según se puede apreciar, en la Fig. 11. Es importante destacar, que en el año 2009 se alcanzó el mejor tiempo histórico en atención de reclamos.

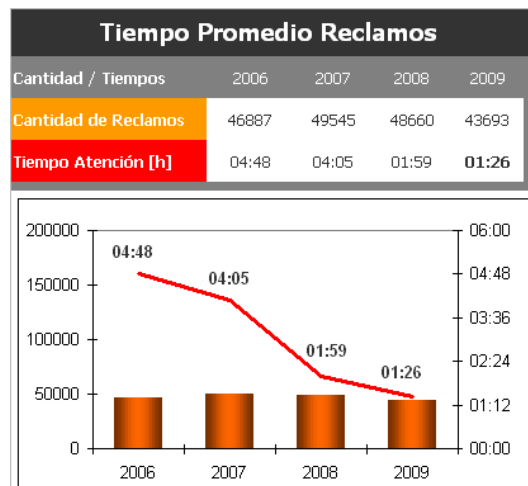


Figura. 11 Mejora en Tiempos de Atención de Reclamos

Esta mejora en los tiempos de atención, trae aparejada implícitamente una mejora en la calidad de servicio brindada a los usuarios y una disminución en las multas asociadas a cortes de suministro, tal como se aprecia en la Fig. 12.

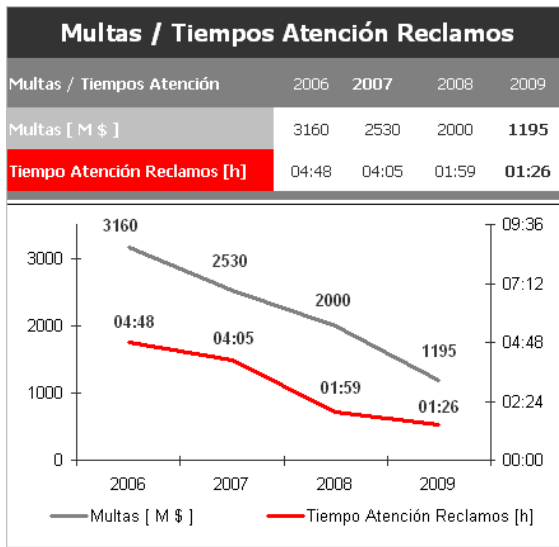


Figura 12. Relación Multa / Tiempos de Atención

5. Conclusión

De acuerdo a los resultados obtenidos la implementación de los distintos sistemas informáticos y la reestructuración de la planta de personal con sus respectivas funciones ha permitido una importante mejora en los tiempos de atención de los reclamos y por consiguiente una mejora en la calidad de servicio a los usuarios disminuyendo las sanciones a Energía San Juan.

6. Bibliografía

- [1] Vidal, P.F.P.; Andreoni, A.; “Una propuesta de generación de señales de gestión a partir del control de calidad del servicio técnico de distribución”; III CON-LADIS; San Pablo Brasil; Septiembre 1998.
- [2] Vidal, P.F.P., Valladares, E.; “Influencia de la implementación de un sistema SCADA en la mejora de la calidad de servicio”; 2° CONGRESO AMERICANO DE LA ELECTRICIDAD Y DEL GAS; Punta del Este Uruguay; Marzo 2000
- [3] Vidal, P.F.P.; Tejada, A.; “Implementación de un Sistema de Gestión de la Operación para la Medición de la Calidad de Servicio Técnico “; CIDEL ARGENTINA 2002; Buenos Aires, Argentina; Septiembre 2002.
- [4] Todoroff, G.; Vitola P.; “El Coaching en la Atención Telefónica con un servicio Tercerizado Medicion y Calibración”; CIDEL ARGENTINA 2006; Buenos Aires, Argentina; Noviembre 2006.
- [5] Anexo 3 del Contrato de Concesión del servicio eléctrico de distribución de la Provincia de San Juan.

Experiencias de TCT en Uruguay

Rafael Troche / UTE
URUGUAY
etroche@ute.com.uy

**IV Congreso Internacional: Trabajos con Tensión y Seguridad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica – IV CITTES 2009
21 al 24 de abril de 2009
Buenos Aires, Argentina**

ÍNDICE

OBJETIVO

LISTA DE TRABAJOS

CONCLUSIÓN

AGRADECIMIENTOS

Objetivo

UTE comenzó el mantenimiento con tensión de instalaciones de media tensión en el año 1997 a través de una convocatoria internacional.

Desde entonces los trabajos con tensión (TCT) han probado ser una herramienta estratégica para el cumplimiento del nivel de calidad impuesto por la regulación.

Hace tres años UTE definió formar equipos propios para la ejecución de mantenimiento con tensión en su red de distribución. Hasta ese momento la tarea era realizada por un contratista internacional que disponía de dos brigadas. Ahora cuenta con 5 cuadrillas TCT MT propias. La transición se hizo en un período de dos años durante el cual se aplicó un modelo en el cual coexistían cuadrillas propias y contratadas.

El propósito de este artículo es presentar algunos trabajos interesantes realizados por las cuadrillas de UTE.

Creemos que nuestra experiencia, si bien corta, puede ser compartida por otras empresas en situación similar.

Lista de Trabajos

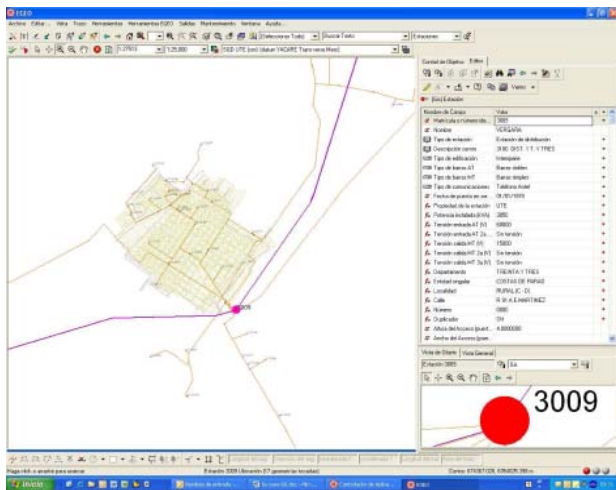
Además de las tareas de mantenimiento “estándar” he elegido tres trabajos diferentes que considero interesantes y que a su vez muestran la forma que los TCT son aplicados en nuestra empresa.

1. Mantenimiento de protecciones en estaciones

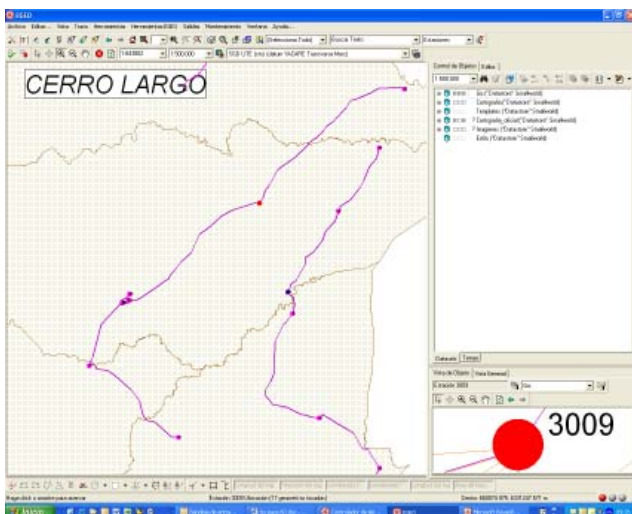
Para posibilitar las pruebas funcionales de los equipos de protección y maniobra en estaciones 60 kv/ 15 kv, las cuadrillas TCT realizan el BY PASS (Shunt) de estos equipos, permitiendo así comprobar las protecciones y operar estos equipos sin interrumpir el suministro a los clientes.

A modo de ejemplo se presenta a continuación un trabajo particular realizado en una subestación en la zona este del Uruguay.

El mismo fue realizado en la subestación 3009 en la localidad de Vergara situada a 340 km de Montevideo, como se muestra en la imagen, esta subestación es el único alimentador al pueblo.



Aunque es una subestación pequeña, la realización de este trabajo sin la aplicación de TCT implicaba la interrupción del servicio a una zona de agricultura muy sensible (principalmente plantaciones de arroz que dependen del bombeo de agua) ya que la subestación es un punto intermedio de una red radial de gran longitud, como puede verse en la imagen siguiente.

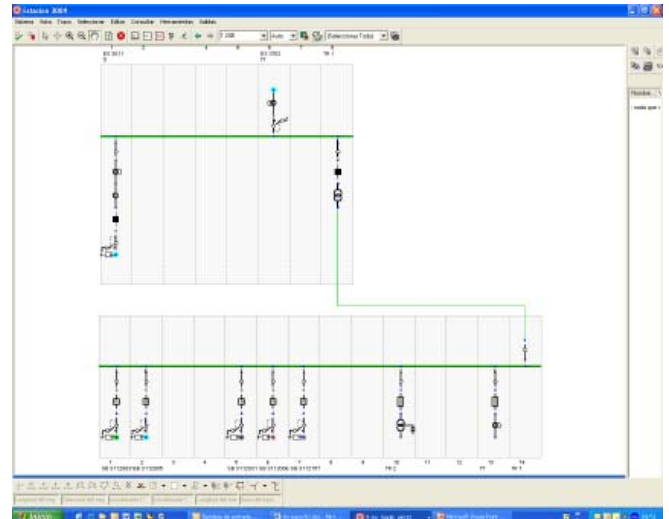


El trabajo fue planificado en varios pasos:

- a) Puenteo de los transformadores de corriente, seccionadores e interruptores en la llegada de 60 kV
- b) Retorno de la subestación a condición normal
- c) Puenteo de los transformadores de corriente, seccionadores e interruptores en la salida de 60 kV

- d) Retorno de la subestación a condición normal
- e) Puenteo de seccionadores y reconectores en salidas de 15 kV.

En la imagen siguiente se presenta el esquema unifilar de la subestación.



En 60 kV

Previo al trabajo se realizó una cuidadosa preparación del mismo a efectos de garantizar la posibilidad de realizar completamente el mismo aplicando la metodología de TCT. Esto incluía la inspección de la subestación a efectos de asegurar que el equipamiento involucrado en el trabajo estuviera en buenas condiciones operativas ya que no es posible realizar intervenciones TCT a menos que sea posible garantizar la integridad mecánica y eléctrica de las instalaciones sobre las que se va a actuar.

También fue necesaria revisar el diseño de la subestación a efectos de determinar si era posible asegurar las distancias de seguridad establecidas por la DMA durante todas las fases del trabajo.

En esta etapa también se definió una posible secuencia de operaciones (cronología) para realizar el trabajo.

El régimen especial de explotación (REE) requerido por los TCT fue establecido en el alimentador de transmisión ubicado a unos 60 km del sitio de trabajo y el mismo involucraba 127 km de red.

Los trabajos en 60 kV fueron realizados aplicando el método de trabajo a Distancia con los operarios trabajando desde el piso.

Se debía tener mucho cuidado en el respeto de la DMA establecida por nuestra práctica TCT, en este punto de deben asegurar:

- Distancia acumulada de 1m (fase-fase) y 0,90 m fase-tierra para considerar el riesgo de electrización
- Distancia acumulada de 0.5 m (fase-fase) y 0.40 m (fase-tierra) para considerar el riesgo de cortocircuito en instalaciones de 60kV.

Los puentes fueron realizados con conductores de aluminio desnudos y conectores TCT (conectores de anilla).

En este punto de definió la utilización de puentes cortos “rígidos” para minimizar el riesgo de cortocircuito.

Una vez realizadas las conexiones en paralelo era posible la operación remota de interruptores a efectos de verificar los comandos de telecontrol y también la prueba funcional de la operación local.



En 15 kV

Los trabajos en 15 kV fueron también ejecutados aplicando el método “a distancia”, en este caso los operarios se ubicaron en el canasto de un hidroelevador aislante.

Se tomo un cuidado especial a efectos de mantener en todo momento la MDA establecida en nuestra práctica TCT. A esto efectos se deben asegurar:

- Distancia acumulada de 0.5 m (fase-fase) y 0.40 m (fase tierra) para prevenir el riesgo de electrización
- Distancia acumuladas de 0.2 m (fase-fase) y 0.1 m (fase-tierra) para considerar el riesgo de cortocircuito en instalaciones de 15 kV.



En este caso se utilizó un puente aislado. Se realizó una conexión paralela entre antenas, by-passando descargadores, seccionadores, y transformadores de corriente en un lado y seccionadores y reconectores en el otro.



2. Mantenimiento de reconectores

También contribuyendo al plan de mantenimiento de subestaciones, las cuadrillas TCT realizan la sustitución de reconectores de 15 kV. La mayoría de los reconectores de nuestra red son Cooper tipo ESV con un peso aproximado de 400 kG

El Trabajo:

La tarea se efectúa usando una combinación de los métodos "a distancia" y "en contacto".

En el primer paso la carga de la red se deriva a un reconector vecino por medio de tres puentes, esta operación permite retirar luego las conexiones y puentes del reconector a sustituir.

Los puentes TCT son colocados aplillando el método de trabajo "a distancia"



El retiro de los puentes y conexiones del reconector a sustituir se realiza por el método "de contacto". El reconector se desmonta utilizando el jib (mástil de carga) del hidroelevador aislante. Este jib tiene una capacidad de carga de 700 kg. El nuevo reconector se coloca en posición también utilizando el jib del hidroelevador y las conexiones al nuevo equipo se realizan mediante una combinación de los métodos "a distancia" y "en contacto".

Limitaciones

La posibilidad de realizar este tipo de trabajo está condicionada por la configuración y disposición de los equipos en la subestación.

Desde el comienzo de la aplicación de los TCT se han introducido importantes modificaciones al

diseño de instalaciones a efectos de adaptarlas al TCT. La mayoría de estas modificaciones implican distancias y tipos de conexiones.

3. Instalación de reconectores de línea y creación de puntos de maniobra

UTE se encuentra desarrollando un programa para reducir los tiempos de maniobra y de respuesta en caso de avería a través de un sistema SCADA.

Al momento la red de UTE está conformada salidas muy largas (en algunos casos de aproximadamente 200 km) sin posibilidad de maniobra más allá de los equipos en la estación.

En estos casos las cuadrillas TCT crean puntos de maniobra intermedios a través de equipos telecomandados (seccionalizadores y reconectores) a efectos de "dividir" la red y mejorar los tiempos de reposición en caso de falta.

También se producen modificaciones a las líneas de distribución a efectos de efectuar la conexión al sistema de un creciente número de clientes alimentados directamente en MT (principalmente agroindustrias).

Esta tarea implica un cambio en la configuración del soporte ya que usualmente esta tarea se realiza en un apoyo de tipo suspensión.

A continuación mostraré un ejemplo de este tipo de trabajo. El mismo se refiere a la instalación de un banco de reguladores en una línea de 30 kV a efectos de garantizar el nivel de tensión a una industria forestal en la región norte del país.

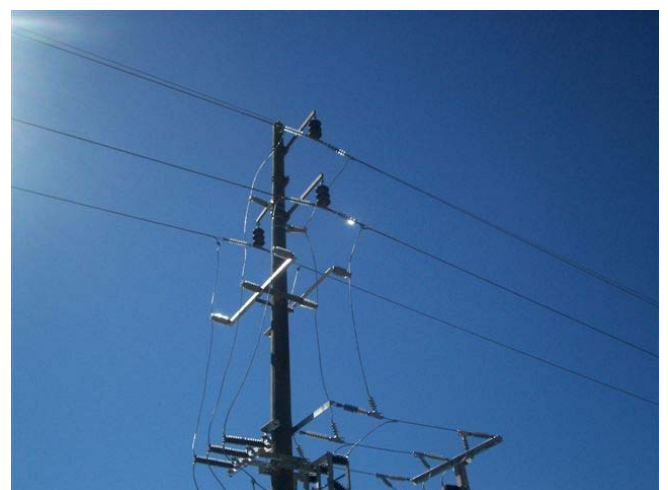
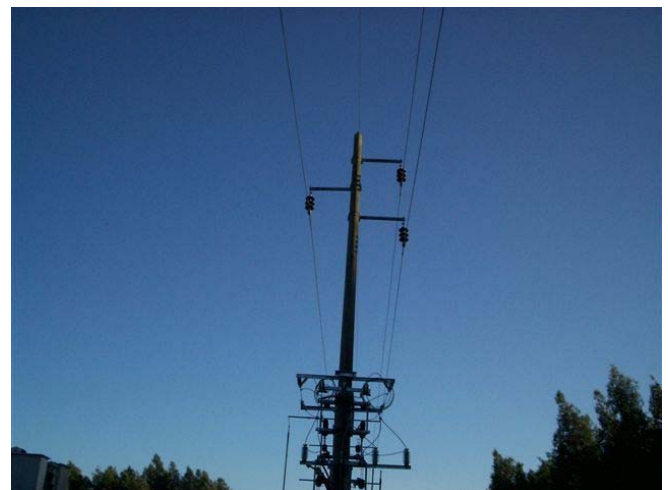
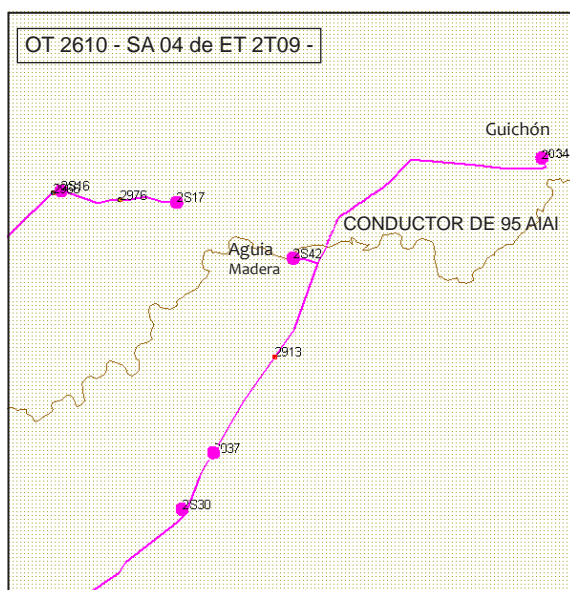
Este trabajo implicaba afectar a la propia planta maderera y también a las subestaciones 2913 y 2034, esta última es el único alimentador a la ciudad de Guichón.

La realización del trabajo "en frío" implicaba un corte de 8 horas por lo que se definió su realización mediante TCT.

La tarea se encaró como un trabajo coordinado entre el equipo TCT y el equipo de personal "en frío".

Estos últimos realizaron el montaje de los seccionadores, reguladores y conexiones en cable hasta el cliente y posteriormente el equipo TCT creó el punto de apertura en la línea y realizó las conexiones al lado "caliente" de los seccionadores.

En las fotos a continuación puede observarse el resultado del trabajo.



Esta tarea se realizó utilizando una combinación de método “a distancia” y método “en contacto”. A efectos de garantizar las distancias de seguridad adecuadas durante el trabajo en la fase superior fue necesario realizar un desplazamiento temporario de los conductores.

El trabajo se completa entonces en dos etapas, el primer paso consiste en crear un doble amarre en cada fase y el segundo paso en realizar las conexiones a los seccionadores.

Se debieron realizar algunas tareas complementarias a efectos de fijar los puentes de bajada a los seccionadores para garantizar las distancias definidas por norma de diseño. Para esto fue necesario instalar dos crucetas auxiliares y dos aisladores tipo line post como puede verse en la foto.

Conclusión

La red de Distribución de UTE es una red muy heterogénea y en algunos casos antigua. Debido a la regulación es necesario mantener y mejorar el nivel de calidad en un entorno de bajo presupuesto. En este contexto los TCT pueden, más allá de su perfil tradicional orientado al mantenimiento de líneas aéreas, colaborar con otros actores encargados del mantenimiento de instalaciones de Distribución para mejorar el nivel de calidad global de la red.

Los ejemplos anteriores si bien implican el uso de procedimientos de TCT muy comunes pretenden mostrar la posibilidad de un rol diferente para los equipos de TCT agregando un nuevo enfoque a su trabajo tradicional de mantenimiento de líneas aéreas.

También muestran como la regulación afecta la actividad de TCT la cual debe ser reorientada a efectos de brindar el máximo beneficio a la empresa distribuidora en un entorno de reglas cambiantes.

Agradecimientos:

Grupo TCT Gerencia Este:

- Ing. Leonardo Campón
- Sr. Mario Tejera
- Sr. Julio Araujo
- Sr. Gustavo Saucedo
- Sr. Angel Valor
- Sr. Rudy Gonzalez
- Sr. Fernando Costa
- Sr. Daniel Rodriguez

Grupo TCT Gerencia Norte

- Ing. Eduardo Beraza
- Sr. Marcelo Porto
- Sr. Sergio Mungay
- Sr. Hugo Coelho
- Sr. Ramiro Martinez
- Sr. Jorge Pintos
- Sr. Mauricio Pose

Grupo TCT Gerencia Oeste:

- Sr. Andrés Bevc
- Sr. Javier Camacho
- Sr. César Jauregui
- Sr. Gustavo Izquierdo
- Sr. Héctor Gonzalez
- Sr. José Reyes

Grupo TCT Gerencia Centro y Montevideo:

- Ing. Roberto Ikeda
- Sr. Mario Mocevicius
- Sr. Gustavo Brea
- Sr. César Novas
- Sr. Luis Sosa
- Sr. Ruben Tellería
- Sr. José Martini
- Sr. Miguel Bechi
- Sr. Walter Alayón

Cambio cadenas aislación caperuza-badajo en LMT 33kV utilizando grúa con brazo no aislado

Daniel Cairol, Raúl Nicolini / EPESF
ARGENTINA
dcairol@epe.santafe.gov.ar

IV Congreso Internacional: Trabajos con Tensión y Seguridad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica – IV CITTES 2009
21 al 24 de abril de 2009
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. OBJETIVO
2. INTRODUCCIÓN
3. HERRAMIENTAS
4. MÉTODO
5. RESULTADOS
6. CONCLUSIONES
7. REFERENCIAS

1. Objetivo

El presente trabajo tiene por objeto mostrar una alternativa al método clásico de triangulación en trabajo a distancia para la sustitución de cadenas de suspensión de una LMT de 33 kV. con disposición triangular incluyendo en la tarea un grúa de brazo no aislado mediante el cual se posibilita reducir la cantidad de herramientas y operarios optimizando los tiempos de ejecución de la tarea.

2. Introducción

El método clásico para sustitución de cadenas de suspensión a distancia implica el desplazamiento de las tres fases, es decir se deben realizar tres triangulaciones en forma ascendente a los

efectos de conservar las distancias de seguridad. Este procedimiento utiliza un conjunto de pértigas y silletas para cada fase.

El diseño de una herramienta que es suspendida en el gancho de carga de la grúa posibilita la eliminación de las dos triangulaciones correspondientes a las **fases N°1 y N°3**.



Triangulación clásica con pértigas

El equipamiento y el método desarrollado es aún más indicado cuando se deben reemplazar las cadenas de las tres fases.

Las líneas que posee nuestra Empresa tienen las siguientes características:

- Tensión: 33 kV.
- Conductores:
- Al/Ac 70/12 mm²

- Al/Ac 95 /15 mm² y
- Al/Ac 120/20 mm².
- Vano medio : 140/150 m.
- Soportes: Estructuras de H° A°
- Disposición Triangular con ménsulas individuales y/o cruceta y ménsula.

3. Herramientas



Las herramientas utilizadas para el reemplazo de las triangulaciones sobre las fases N°1 y N°3 consisten en:

- Pértiga tensora con ojales giratorios en ambos extremos.
- Abrazadera para pértiga + gancho con cerrojo de seguridad.

- Pértiga ojal- espiral
- Soga de servicio.

4. Método

Como ya se dijo, esta variante al método clásico a distancia es muy aconsejable si se debe cambiar la totalidad de aisladores de una estructura.

Si se posee una grúa telescópica es posible aliviar la carga de trabajo que representa el método de triangulación, procediendo de la siguiente forma:

- La grúa se ubicara en forma perpendicular a la columna, del lado donde se va a realizar el cambio. El eje de la grúa estará aproximadamente a 0,30 mts del eje de la morsa de suspensión. Para asegurar su estabilidad se ampliaran la superficie de apoyo de los estabilizadores con placas adecuadas a cada grúa. Previo al inicio del trabajo se realizará una verificación de estabilidad del equipo, a los efectos de que no se produzcan hundimientos en las placas de apoyo de los estabilizadores.

Es obligación colocar a tierra la grúa. Se verificará la continuidad del sistema y que el valor de **resistencia de pat sea inferior a 10 Ω**. De no cumplirse esto se colocará una jabalina auxiliar unida al bloque inferior del poste, luego mediante conductor extraflexible de sección acorde a la **Icc** se conectará el equipo al bloque. Si la operación del equipo se realiza desde el suelo, el operador deberá estar subido a una plataforma metálica conectada a la grúa, en todo momento en que la misma este operando en las inmediaciones de los conductores, está terminantemente prohibido tocar o acceder al equipo.

- Unido al gancho de la grúa, se colocara una pértiga tensora con ojales giratorios de Ø 50 mm. Sobre esta irán montadas dos abrazaderas de Ø 50 mm, una montada próxima al cabezal inferior y la otra una distancia igual a la distancia correspondiente entre el **conductor N° 1** y el **conductor N° 3**

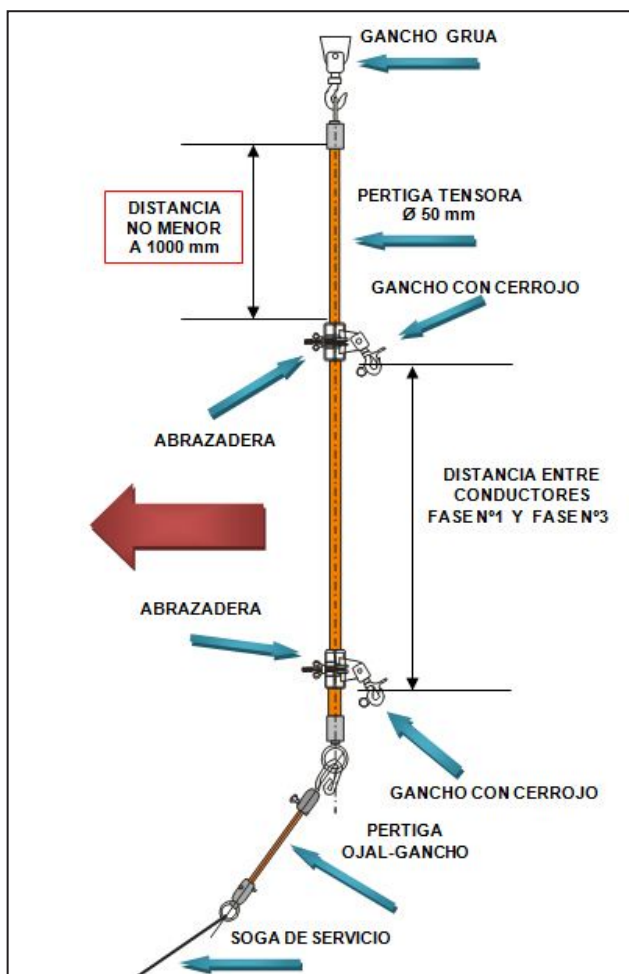
Esta distancia se medirá mediante pértiga universal graduada.

En ambas abrazaderas son colocados ganchos con cerrojos de seguridad para TCT, La longitud de la pértiga será tal que permita tener un tramo aislado entre el gancho de la grúa y la abrazadera no menor a 1000 mm.

- El cabezal inferior de la pértiga tensora ira unido a una soga a través de una pértiga ojal-gancho.

La soga se usara para comandar la pértiga desde el suelo.

- Se utilizara **una** escalera dieléctrica extensible de longitud acorde con la estructura, montada sobre el lado opuesto a la posición de la grúa en el sentido de la línea a intervenir, con sus correspondientes "M" y tensor a cadena.
- Mediante el gancho inferior de la pértiga tensora colocada en la grúa, se engancha el conductor de la **Fase N° 1** ayudándose con la soga colocada en su extremo. Luego se procede a retirar la pluma con lo que se consigue crear la distancia de seguridad correspondiente.



- Se levanta la escalera hasta la máxima altura que permita dicha distancia y se afirma mediante el tensor a cadena.
- Se iza silleta con ojales colocando en esta en forma definitiva la soga de servicio.
- Para realizar la triangulación de la **Fase N° 2**, se utilizara una pértiga soporte de $\varnothing 63$ o $\varnothing 50$ mm (depende del peso del conductor). Se procede a colocar la silleta elevadora, fijando el extremo de la pértiga a esta.
- Se posiciona la silleta con abrazadera y la pértiga soporte de $\varnothing 38$ mm. Se toma el conductor fijándola luego a la abrazadera de la silleta.
- Se instala el aparejo a soga entre la silleta elevadora y la silleta con ojales. Mediante deschavetador adecuado, se retira la chaveta total o parcialmente según corresponda. Por medio de un operario desde tierra se acciona el mismo, comprimiendo de esa forma la cadena de aisladores.
- Luego se desengancha la morsa de suspensión de la cadena, mediante el uso de horquilla ajustable para aislador y fijador de órbita o pinza ajustable de ángulo variable. Con la pértiga soporte de $\varnothing 38$ mm, se retira el conductor hacia fuera a una distancia superior a la de seguridad, luego se procede a inmovilizar esta apretando la abrazadera correspondiente. Este movimiento será acompañado por el otro liniero mediante el gancho "C" de la pértiga de amarre.
- Mediante la escalera se coloca un liniero sobre la ménsula correspondiente a la **Fase N° 1**.
- Se procede a enganchar el conductor de la **Fase N° 3**, y con pértiga universal con herramienta adecuada se cierra el cerrojo del gancho.
- Probado todo el equipamiento, se retiran las chavetas de las **Fases N° 1 y 3**, posteriormente se recoge cable en la grúa con lo que se logra comprimir en forma simultanea las dos cadenas.
- Mediante el liniero subido a la **Fase N° 1** y un liniero en la escalera se procede a separar las dos cadenas de los conductores.

- Retirando la pluma hacia atrás y con ayuda de la soga colocada en el extremo inferior de la pértiga tensora con gancho, se logra la distancia de seguridad necesaria para realizar el cambio de los aisladores de las **Fases N° 1 y 3**.



Reemplazo de cadenas en forma individual

- Se utilizara solamente la grúa y una escalera con las condiciones antes mencionadas. La pértiga tensora se armará solamente con una abrazadera.

En cada caso se observaran las condiciones de seguridad dependiendo de la fase a intervenir.

5. Resultados

Los trabajos se desarrollan con una cuadrilla de cinco personas incluyendo al guero y al Jefe de Trabajo.

De esta forma, se logró el reemplazo de la totalidad de las cadenas de suspensión de LMT en un tiempo muy reducido. Todos los trabajos se realizan con personal y equipamiento propio de la Empresa.

6. Conclusiones

Los resultados obtenidos son buenos y de acuerdo a lo previsto con inversiones menores en equipamiento. El desarrollado de esta metodología, ha minimizado los tiempos de ejecución de la tarea lo que posibilita una mejora en la calidad del servicio a nuestros clientes en un plazo muy acotado.

7. Referencias

Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas-Resolución SRT N° 592/2004-AEA.

Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Disposición N° 342-2004-EPE.
Norma IEC N° 61472.

Diagnóstico de fallas en líneas en tiempo real a través de un sistema inteligente

Alejandro Degl'Innocenti, Julio Salcedo, Esteban Hollman Carlos Crijenka / TRANSENER
ARGENTINA

alejandro.deglinnocenti@transx.com.ar

IV Congreso Internacional: Trabajos con Tensión y Seguridad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica – IV CITTES 2009
21 al 24 de abril de 2009
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. FALLAS EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (STEE)
2. DIFICULTADES QUE PLANTEA EL ESQUEMA ACTUAL
3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN
4. ESQUEMA DE RAZONAMIENTO DEL SE
5. EXTENSIÓN DEL SISTEMA
6. ESTADO ACTUAL
7. ANTECEDENTES
8. CONCLUSIONES
9. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO E INVESTIGACIÓN
10. BIBLIOGRAFÍA

Resumen: Los Sistemas eléctricos de Transmisión están sometidos a distintos tipos de fallas que degradan la capacidad de transporte de energía y tiene como consecuencia un elevado costo de penalidades a la empresa responsable del transporte. Frente a las dificultades que plantea la obtención rápida de un diagnóstico, se planteó como objetivo el desarrollo de un Sistema Experto que procese de manera centralizada en tiempo real la información adquirida y que frente a un proceso característico de una falla emita un diagnóstico que asista a especialistas a identificar el origen del problema.

Este trabajo consiste en la extensión del primer prototipo de sistema experto (presentado en la X ERLAC de la Cigré) que originalmente trabajaba exclusivamente sobre una protección RALZA.

La posibilidad de interconectar en tiempo real a todas las estaciones con nuestro centro de operaciones, nos ha inducido a extender este proyecto y nos ha obligado a su reconversión conceptual y tecnológica a fin de ser adaptado a la diversidad que caracteriza las distintas protecciones de línea.

1. Fallas en los Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica (STEE)

Los Sistemas eléctricos de Transmisión están sometidos a diversos fenómenos (contingencias) que producen distintos tipos de fallas (perturbaciones) eléctricas. Entre los fenómenos físicos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendio de campo, la caída de una torre, Maniobras, Descargas atmosféricas, etc. Estos fe-

nómenos pueden originar diversos tipos de fallas como por ejemplo: falla monofásica, falla bifásica, falla trifásica, sobretensión etc.

Las fallas que se producen en un Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (STEE) se despejan (aíslan) mediante la actuación de sistemas automáticos (Protecciones), los cuales producen la salida de servicio de uno o más segmentos del STEE comprometidos por la falla.

La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las solicitudes generadas por la falla, produce como efecto colateral, la reducción de la capacidad de transmisión del STEE, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del Mercado Eléctrico, los Generadores y los Consumidores.

Ante una falla, la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica debe hacerse cargo de la reposición de las partes afectadas y de los costos de las penalidades que le impone el Ente Regulador, quien fija un marco que regula la relación entre los diferentes agentes del Mercado. Estas multas se calculan en función del segmento afectado (un transformador, una línea, una barra, etc.) y del tiempo de permanencia fuera de servicio. Este último componente de la penalización es tan importante que si por ejemplo, la recuperación del STEE se produce antes de los 10 minutos de producida la falla, la Empresa de transporte resulta exenta del pago de la multa. En general puede aceptarse que la reducción del tiempo de afectación de las fallas beneficia a todos los agentes del Mercado Eléctrico. Es por ese motivo que las Empresas de Transporte de energía, vuelcan recursos en adquirir tecnología, adiestramiento y estudios, a fin de lograr resultados concretos en este tema.

El análisis de fallas es una tarea esencial del especialista en Protecciones. Luego de ocurrida la falla éste accede a la información capturada por el Registrador Cronológico de Eventos (RCE), que es almacenada en una base de datos. Con esta información el especialista realiza el diagnóstico del tipo de falla y la causa de la misma. En el transcurso de una falla, se generan eventos de diversa índole, no todos ellos relacionados con el fenómeno a estudiar, por esto el especialista debe identificar el comienzo de la falla y filtrar la información que es relevante para el análisis.

Como tarea complementaria al diagnóstico, los especialistas monitorean ante cada falla, la actuación de las protecciones con el objeto de detectar cualquier indicio de defecto que pueda ocasionar en el futuro, problemas graves como por ejemplo: la salida incorrecta de algún segmento del sistema, la actuación retardada de la protección (esto pone en riesgo al equipamiento de la estación), la actuación incorrecta de algún módulo de la protección etc.

2. Dificultades que plantea el esquema actual

La reposición del servicio y por ende las penalidades por indisponibilidad, depende de la obtención de un diagnóstico rápido y confiable. Este es un aspecto crítico del problema, dado que no siempre el especialista se encuentra disponible. Por ejemplo en caso de una falla fuera de los horarios normales de trabajo, el especialista debe concurrir a su lugar de trabajo, acceder a la información, analizarla y emitir un diagnóstico, todo el tiempo transcurrido se traduce en un elevado costo por penalidades.

La minimización del tiempo post-falla está íntimamente relacionado con el conocimiento de las causas que originaron la falla y el estado post-falla del STEE. La provisión de esta información es llevada a cabo por los especialistas en Protecciones, quienes analizan las operaciones y actuaciones de los equipos automáticos y emiten un diagnóstico. En función de esta información, las personas encargadas de ejecutar las operaciones deciden los pasos a seguir tendientes a recuperar el STEE.

La mayor parte del tiempo que insume este proceso es consumido por tareas poco relevantes, tales como:

- El tiempo requerido para convocar al especialista.
- El tiempo necesario para obtener los datos adquiridos por los Registradores de Eventos de las Estaciones, que es la información que documenta la falla.

Además de lo mencionado, puede suceder que el causante de la perturbación que origina una salida de servicio resulte ser el sistema automático encargado de proteger al Sistema de Transmisión. Este hecho, a primera vista poco probable, también tiene que ser dilucidado por el especialista en protecciones. La interpretación de los datos generados en el Registrador Cronológico de Eventos (RCE), ha demostrado ser una labor difícil. Luego de una falla pueden generarse cientos de eventos, de los cuales sólo algunos son relevantes para el análisis de la falla.

3. Propuesta de Solución

Frente a esta problemática se planteó como objetivo el desarrollo de un Sistema Experto que

procese en tiempo real la información adquirida por el Registrador de Eventos y que frente a un suceso característico de una falla, emita un diagnóstico previo que asistirá a los especialistas y los Operadores a identificar rápidamente el origen del problema y efectuar las operaciones que correspondan.

Paralelamente, el Sistema Experto ejecutará ante cada falla una supervisión sobre la actuación de las Protecciones, detectando cualquier indicio de defecto, en una típica acción predictiva, a fin de evitar actuaciones futuras no deseadas.

3.1 Desarrollo de un Prototipo

En el año 2002 Se desarrolló un prototipo (presentado en el X ERLAC de la Cigré) el desarrollo de éste permitió visualizar las posibilidades y las dificultades que ofrecía la tecnología de sistemas expertos. Este prototipo trabajaba exclusivamente sobre la protección RALZA y las líneas de la estación Chocón Oeste.

Para el desarrollo de este prototipo se utilizó la metodología IDEAL, desarrollada en 1995 por Alonso, Maté y Pazos esta metodología cuenta con la ventaja de tomar los puntos fuertes de todas sus antecesoras. La metodología I.D.E.A.L. incorpora un ciclo de vida en espiral cónico en tres dimensiones. Está basada en el modelo en espiral de Böehm, en el que cada fase del ciclo de vida finaliza con el desarrollo de un prototipo, el cual si estuviera bien diseñado, conduciría a la siguiente fase del ciclo.

A continuación se describe en forma breve las diferentes etapas del Ciclo de Vida:

- **Estudio de Viabilidad:** El primer paso que debe realizarse cuando se decide resolver un problema con la tecnología de Sistemas Expertos, es evaluar la factibilidad del mismo. Esto consiste en establecer si el desarrollo a través de la Ingeniería del Conocimiento es Plausible, Justificable, Adecuado y si tendrá Éxito.
- **Adquisición de Conocimientos:** los problemas abordados con la tecnología de la Ingeniería del Conocimiento intentan emular a través de un software, el quehacer de un experto humano al desempeñar una determinada tarea. Una de las actividades que requiere mayor esfuerzo, por su complejidad es la adquisición de conocimientos, por medio de la cual se intenta descubrir el proceso de solución del problema.

En la actualidad, la adquisición de conocimientos constituye el verdadero cuello de botella en la construcción de SE.

- **Conceptualización:** En esta fase se estructuran los conocimientos adquiridos. Esta actividad está constituida por dos tareas fundamentales: una de Análisis, basada en la detección de conocimientos estratégicos, tácticos y fácticos, y la actividad de Síntesis donde quedan expresados dichos conocimientos en forma estructurada.
- **Formalización:** pretende encontrar una adecuada representación de los conocimientos, garantizando su correcta manipulación. Es el primer acercamiento a la máquina en lo que respecta a su implementación.
- **Implementación:** En la implementación, se transforman los conocimientos formales en un modelo computable.
- **Evaluación:** establece el grado de experiencia alcanzado por el sistema. Esta evaluación es realizada por expertos en el área, quienes analizan el desempeño del sistema, determinando la calidad de las respuestas que brinda el sistema experto ante diferentes problemas a resolver.

4. Esquema de razonamiento del SE

Podemos analizar el problema como si se tratara de dos sistemas que interactúan mutuamente como se observa en la figura 1.

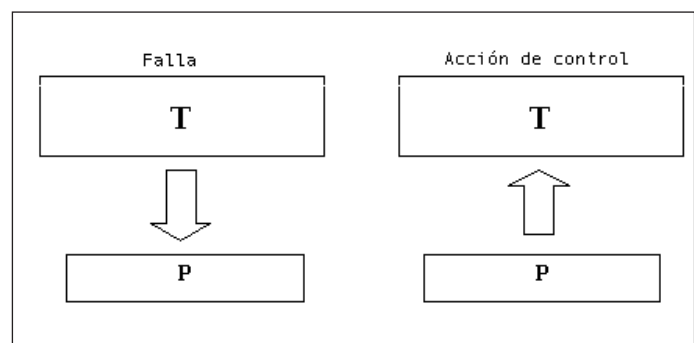


Figura 1. Sistemas de Protección y Transmisión

Se llama "T" a un sistema que realiza una determinada función (transmisión de la energía). "P" a un sistema que ejerce funciones de control (proteger las líneas de transmisión). Así, una falla en "T" genera la acción inmediata del sistema de control "P". Al sistema "P" le llegan señales que le

indican que debe actuar rápidamente ejerciendo funciones de control sobre el sistema "T".

Las funciones de control, "P" las ejerce a través de la apertura de interruptores, desvinculando de esta manera el segmento afectado por la falla.

Podemos obtener información de la falla observando directamente el sistema "T" o bien podemos inferir esta observando el sistema de control "P".

Las anomalías en "P" (sistema de protección) son detectadas analizando el comportamiento cuando éste actúa para eliminar una falla en "T".

Los conocimientos estratégicos obtenidos en la fase de Conceptualización constituyen los pasos modulares que guían al SE para la solución del problema.

El siguiente esquema nos muestra la estrategia de solución que sigue el Sistema Experto en el análisis de la falla. (Figura 2).

El análisis y la obtención de los pasos modulares es de vital importancia en la construcción de un SE, dado que permite tratar un problema complejo descomponiéndolo en partes menores y abordables.

El primer paso que debe realizar el Sistema luego de ocurrida una falla, es seleccionar sólo los eventos que resulten relevantes para el análisis del fenómeno ocurrido. Los eventos relevantes para el análisis consisten en las alarmas de las protecciones actuantes y el movimiento de los interruptores.

Una vez obtenido los eventos relevantes, el SE debe analizar el comportamiento del sistema de transmisión durante la falla y cómo responde a esta el sistema de protección. El SE obtendrá información relevante acerca de la falla observando directamente el sistema de transmisión (el movimiento de los interruptores). La observación posterior del comportamiento del sistema de protección permitirá confirmar y refinar el diagnóstico.

El probable origen de la falla, se refiere al fenómeno físico causante de la falla eléctrica. La experiencia ha demostrado que existe cierto comportamiento característico de estos fenómenos, que se ven reflejados en los eventos que registran la falla. Una adecuada lectura de estos patrones permite deducir con cierta aproximación, el fenómeno físico originario de la falla. Este es un conocimiento de tipo especulativo o hipotético que depende en gran medida de la experiencia del experto.

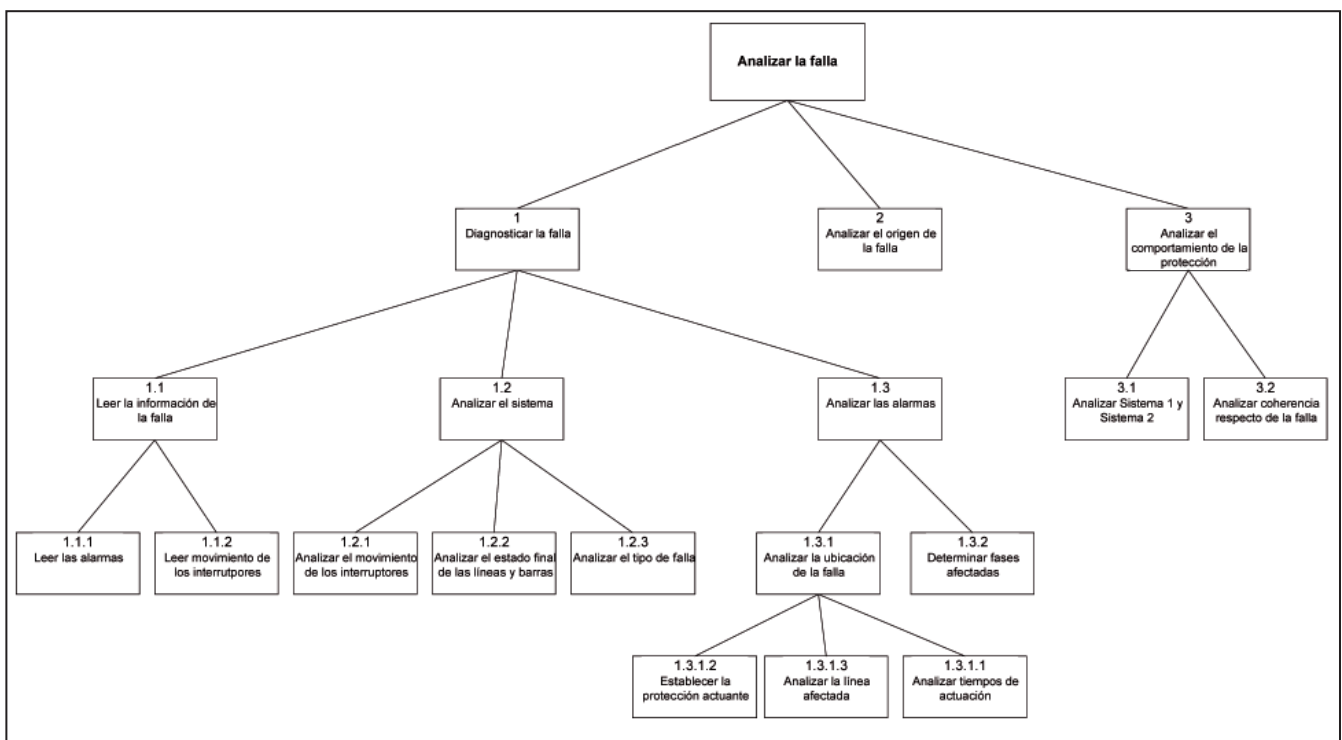


Figura 2. Estrategia de solución del problema

Un análisis estadístico de la historia de las fallas sufridas en el sistema de transmisión de Transener nos permitió corroborar estos patrones y en algunos casos precisarlos aún más, generando nuevo conocimiento que fue ingresado a la base de conocimientos del sistema.

El análisis del comportamiento de la protección consiste en definir si la misma actuó en forma correcta ante la falla. Las anomalías son detectadas analizando el comportamiento del sistema de protección, cuando este actúa para eliminar una falla. Esto lo realiza de dos maneras:

- Analizando la interacción de ambos sistemas (El sistema de transmisión y el sistema de protección). El sistema de transmisión por si solo otorga suficiente información acerca de la falla. Luego el análisis de la protección permite detectar anomalías en el comportamiento de la misma ante la falla.
- Analizando la lógica de actuación del sistema protección y detectando desvíos a la misma (tanto cualitativos como cuantitativos).

5. Extensión del Sistema

Dos fueron los factores que motivaron la extensión del primer prototipo en un Sistema que detecte, analice y diagnostique fallas en tiempo real.

- Una evaluación altamente positiva sobre el funcionamiento del primer prototipo de Sistema Experto desarrollado.
- La reciente conectividad en red de la mayoría de las estaciones con nuestro centro de operaciones, lo que permite gestionar toda la información de los registradores en tiempo real a través de un sistema centralizado.

La extensión del prototipo implicaba que el sistema debía en el análisis de fallas ocurridas en cualquier línea de la Región. (El primer prototipo trabajaba solo sobre la ET Chocon Oeste y la protección RALZA). Esto generó un serio obstáculo: **“La diversidad tecnológica”**

La Región Sur cuenta con tecnología muy diversas en sus protecciones de línea en lo que se refiere a fabricantes y principios de funcionamiento. El siguiente esquema (Fig. 3) representa el unifilar de las regiones Sur y Metropolitana con la descripción del tipo de protección que posee cada línea.

Si bien la protección RALZA es la más instalada, representa sólo el 45% del total de protecciones de línea. En la tabla 1 se observa la cantidad instalada en el sistema de cada tipo de protección.

Tabla 1. Cantidad por tipo de protección

Tipo de Protección	Cantidad
LZX5	20
LZX51	10
SEL 320	4
RALZA	54
REL 531	12
REL 561	12
RAZFE	8

Extender el prototipo implicaba especializarlo en el análisis de cada una de los distintos tipos de protecciones actualmente instaladas en la Región, y por otro lado obligaba a importantes modificaciones en la base de conocimientos cada vez que se realizara un cambio por algún nuevo tipo de protección.

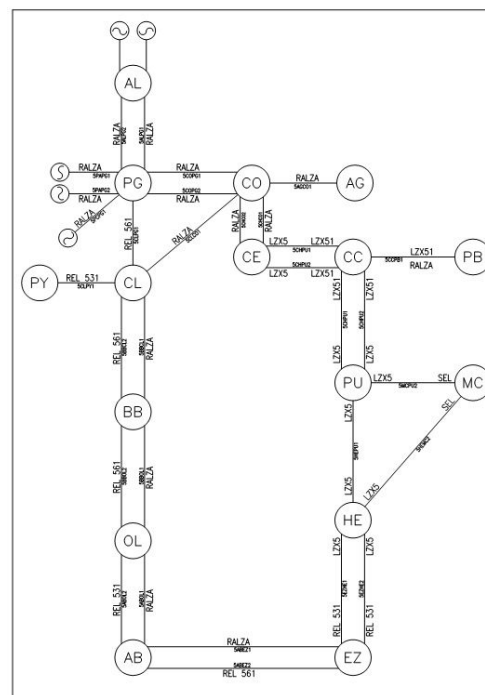


Figura 3. Unifilar Región Sur y Metropolitana

5.1 Reconversión Conceptual

Para resolver esta situación fue necesaria una reconversión conceptual del problema.

Surge entonces el concepto de **“Protección Universal”**.

La **“protección universal”** es una protección genérica que cumple con todas las funciones de una protección de línea.

A través del concepto de “**protección universal**” el sistema experto se especializa en un único tipo de protección y de esta manera trabajará exclusivamente con el sistema de alarmas generado por la protección universal que será único y estable en el tiempo.

Para lograr esta protección universal fue necesario construir un sistema “Traductor”, El cual se encarga de traducir las alarmas generadas de las protecciones actualmente vigentes en la correspondiente alarma de la protección universal, tal como se observa en la Fig. 4.

Esto permite generar una base de Conocimientos común a la que solamente es necesario agregarle algunas particularidades de cada protección, fundamentalmente relacionadas con los tiempos de actuación.

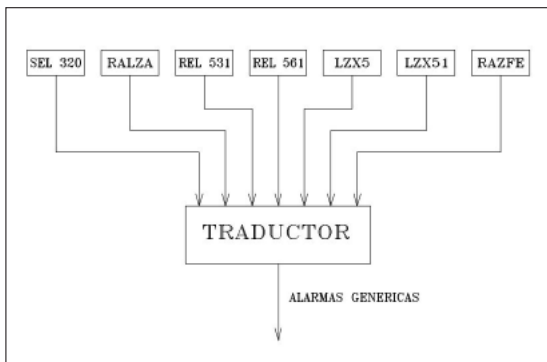


Figura 4. Módulo Traductor

5.2 Análisis en tiempo real

Para que el sistema trabaje en tiempo real es necesaria la detección automática de la falla. Se construyó para ello el módulo **FaultDetector**, este módulo trabaja analizando los eventos generados en todas las estaciones y almacenados por parte de los RCE en un servidor SQL centralizado.

Frente a la aparición de un evento característico de una falla, **FaultDetector** comunica la contingencia al sistema experto (SAF). Este analiza la falla y luego de obtener un diagnóstico de la falla lo comunica vía mail junto con los eventos primarios a las PC que se encuentran en red de los responsables del sistema. (Fig.5).

En caso de que la falla se produzca fuera del horario de trabajo. SAF envía un aviso a los celulares del personal de guardia.

Luego de recibido el aviso de la falla, la persona podrá acceder al diagnóstico y a los eventos primarios directamente desde su domicilio con una computadora conectada a Internet.

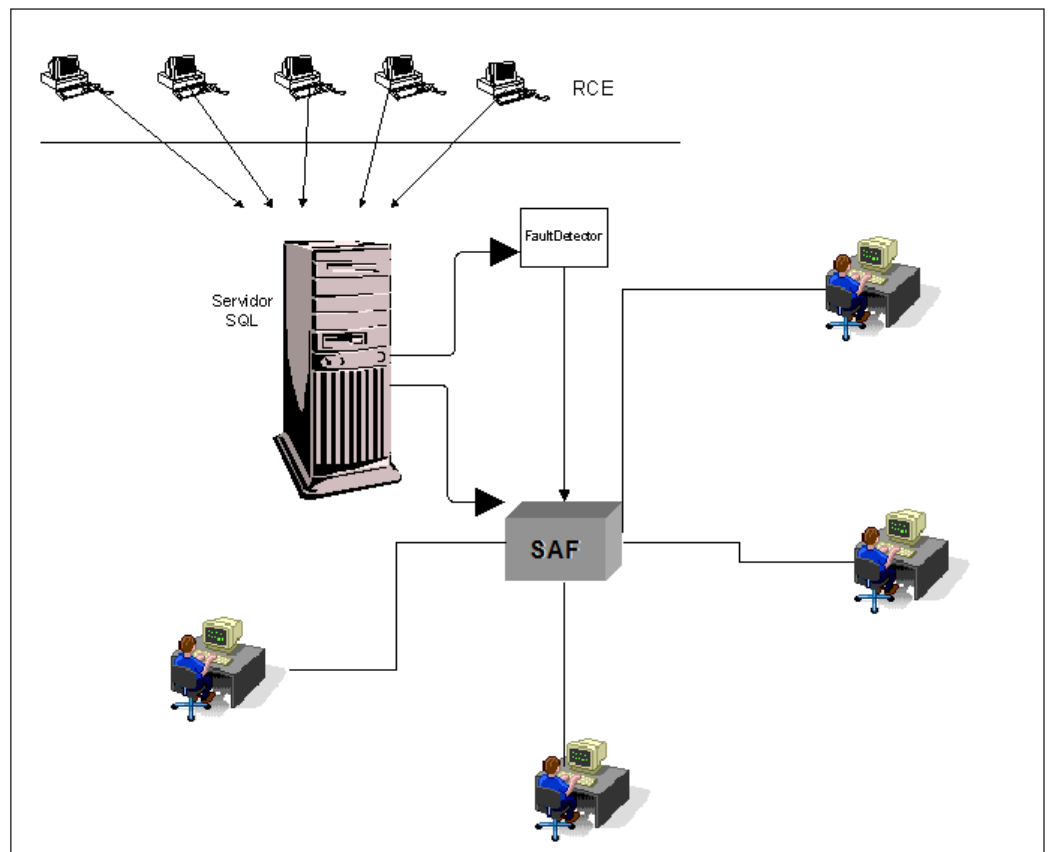


Figura 5. FaultDetector y SAF trabajando en tiempo real

5.3 Reconversión tecnológica

La reconversión conceptual del Sistema Experto obligó a la reestructuración del mismo, lo que nos permitió por otro lado, realizar su reconversión tecnológica. Se sustituyó el lenguaje Kappa originalmente utilizado en el desarrollo del prototipo, por el lenguaje CLIPS (C Lenguaje Integration Production System). El lenguaje CLIPS fue desarrollado en el centro espacial Johnson de la NASA. Soporta tres paradigmas de programación:

- Basado en reglas
- Orientado a Objetos
- Procedimental

Enfocándose principalmente en los aspectos de la programación basada en reglas.

6. Estado Actual

En la actualidad el sistema se ha extendido para analizar fallas en todas las líneas de la Región Sur, se han realizado pruebas con mas de 200 fallas históricas para lo cual se ha hecho uso del Sistema de Análisis de Eventos (Este sistema permite consultar la base histórica de eventos ocurridos en cualquier estación de la Región). Las pruebas han resultado altamente satisfactorias y han permitido realizar los ajustes a las particularidades que es necesario considerar para cada tipo de protección de línea.

6.1 Aplicación sobre fallas históricas

A continuación se presentan algunos ejemplos de la de la interacción del Sistema de Eventos con SAF sobre fallas históricas. En el formulario principal se observan los eventos primarios (el sistema resalta aquellos que son relevantes para el análisis). Sobre este, SAF abre una ventana donde presenta el diagnóstico de la falla para cada extremo de protección actuante.

Caso 1: Falla del día 24-12-2004 en la línea 5CHPU1 debido a un incendio

El Software presenta el diagnóstico para las estaciones de Puelches (PU) y Chocón (CH) indicando **“Falla monofásica con despeje y recierre exitoso. Posteriormente se produce una nueva falla dentro del tiempo de reclamo de los interruptores”** fig. 6. En función del tipo de falla ocurrida, la línea involucrada y de la época del año, el software establece como causa más probable de la falla un incendio.

Finalmente desde el extremo Puelches indica que no se registró el disparo por mínima impedancia.

El diagnóstico presentado para la estación Cerrito de la costa (CC) fue **“Falla monofásica con apertura tripular por estar inhibido el recierre”**.

En los tres extremos el diagnóstico presentado fue correcto.

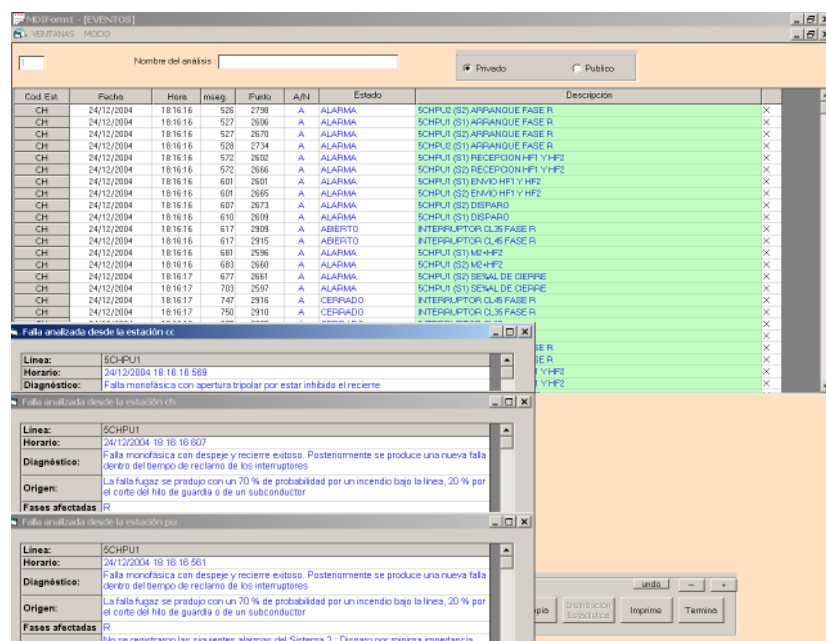


Figura 6. Falla en la línea 5CHPU1 24-12-2004

Caso 2: Falla del día 21-09-2008 en la línea 5BBOL1 debido a nido de aves.

El software presenta el diagnóstico para los extremos de Olavaria (OL) y Bahía Blanca (BB) “**Falla monofásica con recierre exitoso**”. Fig. 7.

El origen de la falla se debió a hilos conductores de nidos de aves sobre la estructura. Lo cual fue pronosticado correctamente por el programa en función de datos estadísticos históricos.

Por ultimo en el extremo Olavarría detecta una discrepancia mecánica en el movimiento de uno de los interruptores de línea.

Caso 3: Falla del día 08-04-2009 en la línea 5HEPU1 debido a un atentado

El Software presenta el diagnóstico para los extremos de Henderson (HE) y Puelches (PU) indicando “**Falla monofásica que evoluciona a bifásica (falla evolutiva)**” Fig.8. Establece como probable origen de la falla “La caída de una o más estructuras debido a vientos tornádicos o atentado”. El Sistema deduce correctamente el fenómeno físico causante de la falla, a partir de un patrón en los tiempos de evolución de la misma (de monofásica a bifásica) que es típico en las caídas de estructuras.

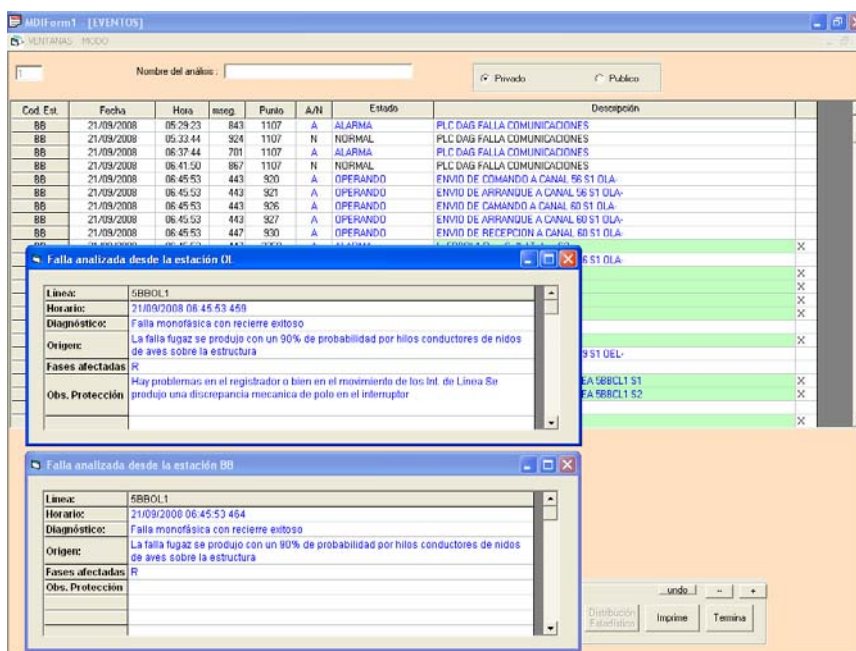


Figura 7. Falla en la línea 5BBOL1 21-09-2008

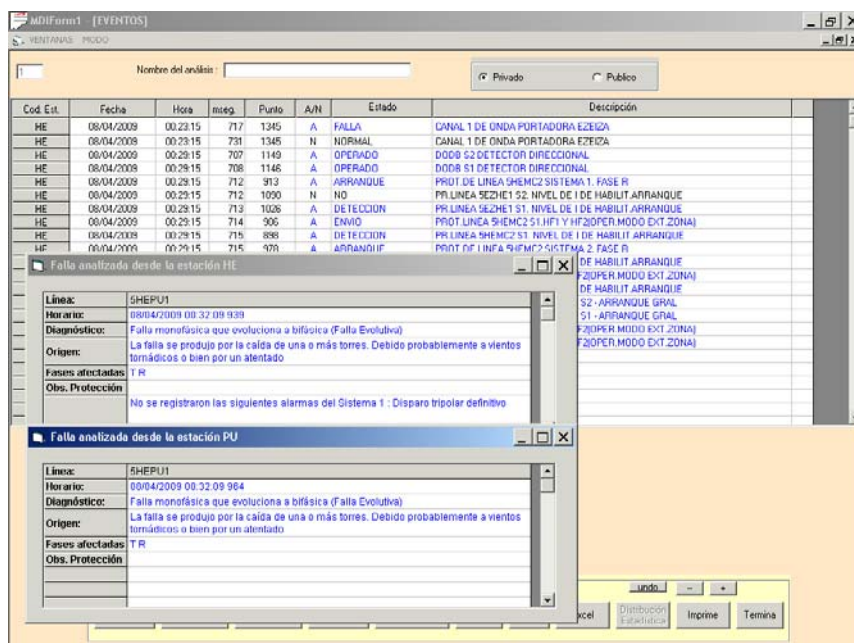


Fig. 8 Falla en la línea 5HEPU1 08-04-2009

A partir de este patrón en general el Software logra discriminar entre un atentado de un tornado, sin embargo en este caso particular debido a que el tiempo de evolución de la falla se encuentra en una zona de solapamiento, SAF indica que la caída de la estructura se debe con similar probabilidad a un tornado o un atentado.

Entre las observaciones sobre la actuación de la protección indica en el extremo Henderson que no se registró el "Disparo tripolar definitivo del Sistema 1".

7. Antecedentes

El único antecedente de un proyecto de similares características encontrado hasta el momento es el desarrollado conjuntamente entre la Universidad de Paris y Electricité de France. Desarrollado por Dong-Yih Bau y Patrick J. Brézillon de la Universidad de Paris. "Model-Based Diagnosis of Power-Station Control System".

Aunque existe gran similitud en los objetivos de ambos proyectos la principal diferencia radica en que al presente trabajo además del diagnóstico de la falla, se incorporó, el probable origen físico que ocasiona la falla.

8. Conclusiones

De la experiencia obtenida en el desarrollo del presente proyecto, resulta claro que la mayor dificultad y el mayor esfuerzo del desarrollo se concentra en la fase de adquisición de conocimiento. La principal razón de esto es que los expertos trabajan con un conocimiento muy interiorizado producto de años de experiencia en el tema, lo cual dificulta la estructuración de los mismos.

Este proyecto ha permitido, lograr mejoras en los siguientes aspectos:

- **Tiempo de respuesta** (El SE obtiene el diagnóstico en forma inmediata).
- **Fiabilidad** (Se espera que el SE minimice los errores del análisis)
- **Disponibilidad** (El SE esta disponible las 24 hs. del día)

9. Futuras líneas de trabajo e investigación

- En la actualidad el software trabaja analizando la falla desde cada extremo actuante en forma independiente. Se ha comenzado a trabajar para integrar esta información en un análisis global de la falla en el Sistema de Transmisión.
- Incorporar para el análisis sobre el probable origen de la falla a la información suministrada por las centrales meteorológicas existentes en el Sistema de Transmisión.
- Extender las capacidades del SE para fallas en equipos de la estación.
- Incluir como fuente de información para el análisis del SE, al registrador de falla. Esto último implica la construcción de un módulo específico que procese la información del mismo y alimente al SE.

10. Bibliografía

Ingeniería del Conocimiento, A. Gomez, N. Juristo, C. Montes, J. Pazos

Sistemas Expertos Principios y Programación, Giarratano Riley

Sistemas Expertos Introducción a la técnica y aplicación, Dieter Nebendahl

IEEE EXPERT, "Model Based Diagnosis of Power Station Control Systems", D. Bou, P. Brézillon

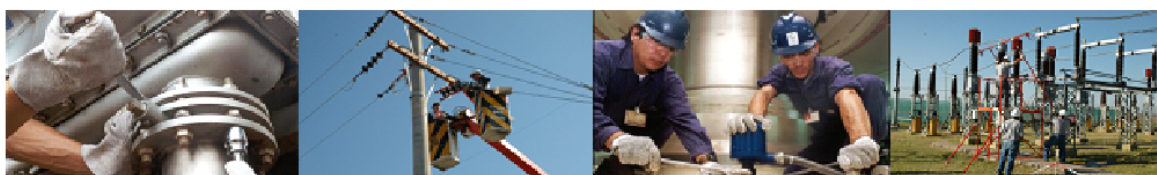
Ingeniería del Conocimiento, Aspectos metodológicos, Alonso Guijarro, Lozano, Palma, Taboad.



Curso Presencial:

GESTIÓN DE MODELO DE SALUD Y SEGURIDAD EN EMPRESAS ELÉCTRICAS

20 al 22 de julio de 2011—Montevideo, Uruguay



Curso diseñado para profesionales y mandos de las empresas interesados en profundizar y consolidar sus conocimientos de gestión de salud y seguridad en el trabajo (SST) en empresas eléctricas. Se trata de un curso presencial dictado por profesionales de la salud y seguridad en el Trabajo de reconocida experiencia en el sector energético.

MÓDULOS:

- Nacimiento y evolución de la salud y seguridad en el trabajo
- Modelos de gestión de SST – Gestión modelo para empresas eléctricas. Sustentabilidad de la gestión
- Evaluación de los riesgos a nivel macro por sub actividad (generación, transmisión y distribución)
- Visión del comportamiento humano. Técnicas de observaciones planeadas y tuteladas.
- Conclusiones

El curso se desarrollará en 2 ½ jornadas con un total de 18 horas de dictado.

Se trabajará en forma de taller con mesas temáticas según las áreas de: distribución – generación – transmisión.

MAYOR INFORMACIÓN:

Lic. María Fernanda Vázquez
Tel.: (+598) 27090611
fvazquez@cier.org.uy

INSCRIPCIONES:

Costo de la inscripción:

- Empresas Miembro CIER: U\$S 470
- Empresas No Miembro: U\$S 570.

Contacto para inscripciones: Sra. Gladis Elena Castillo — gec@cier.org.uy

- CUPOS LIMITADOS -

NUEVA FECHA

30/08 al 02/09

2011

V CITTES

V Congreso Internacional sobre



TRABAJOS CON TENSION Y SEGURIDAD EN TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA Y MANTENIMIENTO SIN TENSION DE INSTALACIONES DE AT (V CITTES)

**30 de Agosto al
2 de Septiembre de 2011**

SALTA, ARGENTINA

Centro de Convenciones de la Ciudad de Salta



■ ORGANIZA



■ AUSPICIA



Para mayor información haga
clic en la imagen o ingrese a:



www.cacier.com.ar