



COLEGIO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS Y ELECTRÓNICOS

LA PAZ - BOLIVIA



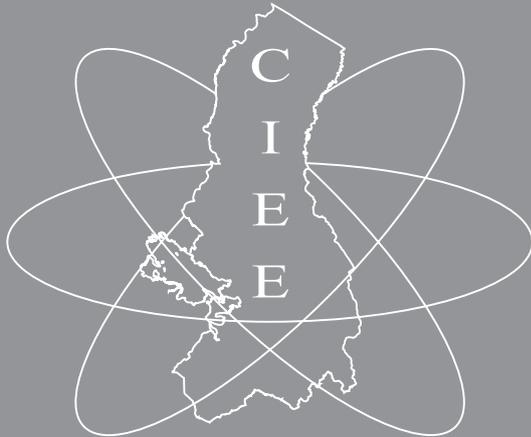
## 3ra. COMPETENCIA NACIONAL DE DESTREZA DE LINIEROS SEPSA - POTOSÍ

(5 y 6 de Noviembre - 2010)



# COLEGIO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS Y ELECTRÓNICOS

Edif. Bolívar P. 8 Of. 802 • Telf./Fax 2370434  
E-mail:cieelpz@accelerate.com • electromundo.ciee@gmail.com  
www.electromundo.com.bo



## **PRESIDENTE:**

Ing. Jaime M. Jiménez Alvarez

## **SECRETARIO GENERAL:**

Ing. Roger Ramírez Zuazo

## **SECRETARIO DE HACIENDA:**

Ing. Jorge Gutiérrez Tejerina

## **STRIO. ASUNTOS ACADÉMICOS:**

Ing. Carlos Valda Claros

## **STRIO. PRENSA Y PUBLICIDAD:**

Ing. Rómulo Encinas Laguna

## **VOCALES**

Ing. René Ortiz Plata

Ing. Luis Pozo Barrera

## **SECRETARIA:**

Sra. Elizabeth Quisberth Mauricio

**ELECTR  
MUNDO** 

## **DIRECTORES:**

Ing. Reynaldo Castañón Gomez  
Ing. Rómulo Encinas Laguna

## **EDITOR PUBLICISTA:**

Rubén Casas Condori  
Cel.: 70191655  
E-mail: electromundo.ciee@gmail.com

## **ASISTENTE:**

Maira Zarela Ramírez Ortiz

## **IMPRESIÓN:**

ARTES GRÁFICAS  
**"CATACORA"**  
Telf.: 2284363  
Calle Sucre N° 916  
editorialcatacora\_@hotmail.com

“Sé humilde si quieres obtener la sabiduría.  
Sé más humilde aún cuando la hayas  
adquirido.”

Helena Blavatsky





Electromundo Nº 61  
3ra. COMPETENCIA NACIONAL DE DESTREZA DE LINIEROS • SEPSA - POTOSÍ

**ELECTROMUNDO** no se responsabiliza de las opiniones y/o criterios técnicos contenidos en los diferentes artículos proporcionados por sus colaboradores para su publicación.

**PROPIEDAD LITERARIA E INTELECTUAL  
DEPÓSITO LEGAL: 4-3-360-83**

Se autoriza la reproducción parcial ó total mencionando el medio y el Autor.

## ÍNDICE

<b>EDITORIAL</b>	
<b>EL FUTURO DEL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>8</b>
 <b>EL CAMPO ENERGÉTICO HUMANO Y LA ELECTRICIDAD</b>	
<b>Marco Antonio Cabero Zabalaga.....</b>	<b>11</b>
 <b>IMPORTANCIA DE LA PROTECCIÓN POR ATERRAMIENTO PARA LAS PERSONAS</b>	
<b>Ing. Emerson Evaristo Aruquipa.....</b>	<b>27</b>
 <b>DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOLIVIA</b>	
<b>Danira Rodrigo Alfred - AFCSE / José Salazar Trigo - INPROLEC CHILE .....</b>	<b>33</b>
 <b>“UN MÉTODO DE FLUJO DE POTENCIAS TRIFÁSICO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”</b>	
<b>Ing. Benjamín N. Mamani Laruta - M. Cs. Ing. Gervacio García Apaza .....</b>	<b>44</b>
 <b>OFERTA DE ELECTRICIDAD EN BOLIVIA PROBLEMAS Y PERSPECTIVAS FUTURAS</b>	
<b>Enrique Gómez D’Angelo.....</b>	<b>55</b>
 <b>PROGRAMACION DE TRABAJOS EN LINEA VIVA EN REDES AÉREAS HASTA 24.9 KV METODO A “CONTACTO” (EN CALIENTE)</b>	
<b>Ing. Carlos Camacho Prado.....</b>	<b>72</b>
 <b>TERCERA COMPETENCIA DE DESTREZA DE LINIEROS</b>	
<b>Ing. Guido Coila .....</b>	<b>75</b>
 <b>XIII VERSIÓN DE REUNIÓN REGIONAL DE RAMAS IEEE</b>	
<b>IEEE - RRR 2010 .....</b>	<b>81</b>
 <b>P.A.P.I. PRECISIÓN APPROACH PATH INDICATOR</b>	
<b>Lic. Sergio Iván Barbosa C. ....</b>	<b>87</b>
 <b>CÁLCULO DE TENSIÓN VON : NEUTRO – PUNTO FLOTANTE BANCO DE CAPACITORES SHUNT DE S/E ARANJUEZ</b>	
<b>Rubén Marca Carpio .....</b>	<b>100</b>
 <b>DESBALANCE DE TENSIONES DEBIDO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN NO-TRANSPUESTAS</b>	
<b>Ing. J. Marcelo Tórrez Baltazar - Ing. Fidel M. León Sossa.....</b>	<b>111</b>
 <b>EQUIPOS QUE ILUMINAN AL MUNDO</b>	
<b>Roghur SA.....</b>	<b>118</b>
 <b>APLICACIONES DE RECONECTADORES Y REDES INTELIGENTES</b>	
<b>AMPER SRL. - Representante en Bolivia de Noja Power.....</b>	<b>125</b>
 <b>CONVERTIDOR MC 608-B</b>	
<b>Tritec SRL. ....</b>	<b>133</b>
 <b>RENOVACIÓN SISTEMA DVOR/DME EN EL AEROPUERTO “JUANA AZURDUY DE PADILLA” DE SUCRE</b>	
<b>Ing. Adolfo Simón Blanco Goyzueta .....</b>	<b>139</b>
 <b>SOLUCIONES FURUKAWA PARA DATA CENTER (Primera Parte)</b>	
<b>Ing. Benjamín N. Mamani Laruta.. ....</b>	<b>151</b>



**EL FUTURO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

El sector eléctrico es el motor del desarrollo de un país, en el coexisten un sector privado y un sector publico, que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución.

Por su naturaleza monopólica las empresas eléctricas, estas deben desarrollar sus actividades dentro normas que le permita ejercer sus actividades, con las garantías establecidas por la ley. La legislación por si misma garantiza sus derechos, como también sus obligaciones.

La empresa privada debe competir en igualdad de condiciones con la empresa publica y contribuir positivamente con el plan de desarrollo económico del país. Bolivia es un país que tiene muchas riquezas guardadas, que esperan inversiones para su activación, pero esta activación no podrá ser efectiva, sin el concurso del sector electrico publico y privado, que en una labor conjunta y coordinada, garantice un servicio eléctrico conforme al desarrollo e implementación de las diferentes actividades económicas del pais.

Estas actividades demandaran inversiones en generación, distribución y transmisión, para los cuales deberán elaborarse estudios y proyectos que demandaran considerables inversiones. Por tal razón deberá priorizarse la generación mediante el empleo de nuestros recursos naturales como la hidroelectricidad (actualmente utilizada en un 5 %), geotermia, eólica y solar.

Debemos tener en cuenta que una generación masiva, debe estar destinada a cubrir el mercado interno, como tambien proyectar el excedente a la exportación. Para alcanzar estos objetivos se debe implementar una transmisión acorde con las exigencias futuras, las mismas que estamos seguros va a exigir el incremento de los voltajes de transmisión y construir líneas de transmisión en corriente continua.

Con la reversión al estado de las empresas generadoras de electricidad, se ha logrado la verdadera refundación de la Empresa Nacional De Electricidad y esperamos que la administración estatal de las plantas de generación, que han vuelto al estado, muestren en sus operaciones eficacia y eficiencia.

Deseamos que la nueva ley de electricidad, contemple estos conceptos y que con su promulgación, permita el fortalecimiento del sector eléctrico, fuerte y eficiente para beneficio de este país, que pertenece a todos los bolivianos.

El Directorio

## EL CAMPO ENERGÉTICO HUMANO Y LA ELECTRICIDAD

■ Marco Antonio Cabero Zabalaga

### RESUMEN

Los médicos miden la actividad eléctrica del corazón o del cerebro. Un electrocardiograma existe porque tenemos determinadas corrientes en nuestro cuerpo y las medimos. Los médicos conocen igualmente que nuestra actividad biológica está basada en corrientes eléctricas. Y según las leyes de la Física, donde existen corrientes eléctricas existen campos electromagnéticos. Por tanto, nuestros cuerpos no son una excepción; poseen campos electromagnéticos registrables hoy en día por diferentes instrumentos. Desde el punto de vista de la Física Cuántica, el campo electromagnético del ser humano está interrelacionado con el espacio que nos rodea.

Después de muchos años de investigación se ha llegado a la conclusión de que estos campos de energía son la base de nuestra actividad biológica. Son una estructura electromagnética y lumínica que mantiene sincronizadas todas las funciones del cuerpo. Cuando existe un desequilibrio en la estructura energética, comienzan a aparecer enfermedades como las oncológicas, del sistema endocrino y del sistema inmunitario. El campo energético está basado en la actividad física del cuerpo, en la actividad mental del cerebro y en las conexiones de la persona con campos de energía superiores que se podrían denominar espirituales. La ciencia moderna define el campo bioeléctrico como un conjunto de campos que interactúan y están vinculados con la vida y

actividad del hombre, y sus relaciones con otras personas y el mundo circundante. La transferencia de energía vital tanto entre los distintos órganos del cuerpo ya tiene explicación científica: se fundamenta en el proceso cuántico denominado "efecto túnel". El "Efecto Kirlian" está definido científicamente como la observación visual, o por medio de aparatos, de la descarga de gas (halo luminoso) que surge cerca de la superficie del objeto estudiado al colocarlo en un campo eléctrico de alta tensión. La capa de aire que se encuentra entorno al dedo se ioniza con la descarga eléctrica, permitiendo la visualización del campo bioeléctrico. Beograma es el nombre científico que el equipo de investigadores, que trabaja con estos equipos, decidió darle a la imagen Kirlian de un dedo de un ser humano un mapa completo de la energía del ser humano, tomando como referencia los dedos de las manos. En el que se ha dividido cada dedo en diferentes sectores, relacionando cada sector con un órgano o parte del organismo. La Bioenergoinformática será la ciencia del siglo XXI. Abre un campo inmenso al estudio de las emociones: Las emociones no ocurren en abstracto. Son procesos neurofisiológicos que suceden en el cuerpo y alteran sustancialmente los flujos de energía en el organismo. Por medio de bioelectrografía podemos conocer qué efectos provoca cada emoción. Si supiéramos cómo cultivarlo y armonizarlo, nunca enfermaríamos.



## Introducción.

La existencia de los campos de energía ha interesado al hombre desde la antigüedad. En todas las épocas han existido personas con la facultad de verlos, mientras que en el resto, quedaba la duda de su existencia. Pero gracias al desarrollo tecnológico, el conocimiento de los campos de energía comienza a estar al alcance de todos. Durante los tres últimos siglos, la ciencia de Occidente ha sido dominada por el paradigma Newtoniano-Cartesiano, un sistema de pensamiento basado en el trabajo del genio británico Isaac Newton y el filósofo francés Rene Descartes. Newton creía que el universo era material en su naturaleza, pero no pensaba que en su origen pudiera ser explicado a partir de causas materiales. Para los físicos, las ideas de probabilidad de cualquier proceso en desarrollo, de la existencia del proceso en forma de onda y partícula simultáneamente, de no-localización del mismo, de bifurcación y desarrollo en saltos, son comunes e inteligibles. La interpretación de la palabra Aura es la de un complejo de campos electromagnéticos y lumínicos con sus relaciones de información, asociados con el cuerpo físico de un ser humano. Es como un escudo con diferentes capas que existe alrededor del cuerpo, que acepta materia e información del ambiente, y refleja los procesos físicos psicológicos y espirituales de una persona. Siempre han existido personas dotadas con la capacidad de percibir las auras. Estaban capacitados para realizar diagnósticos del cuerpo físico, comprender las situaciones y los problemas psicológicos, y aun predecir el futuro. A partir de los trabajos del premio Nóbel Ilya Prigogine y otros grandes pensadores, se creó una visión de nuestro mundo como un conjunto de sistemas de comunicación abiertos al intercambio de energía e información con cada uno de los demás sistemas y con el universo ilimitado.

## Antecedentes históricos.

La primera referencia al cuerpo energético data

del año 5000 antes de Cristo en un escrito del chino Huang Ti Ching.

El Bhagavad Gita, el Mahabarata y otras grandes obras hindúes. Los Vedas contienen muchas referencias a él, y los chakras son por primera vez descritos en los Yoga Sutras.

En médico egipcio Imhotep, también hace referencia a este cuerpo de energía.

En la religión judaica (Gen. 9:4.) afirma: "Sólo dejaréis de comer la carne con su alma, es decir, con su sangre."

Los sabios griegos consideraban al alma como una armonía íntimamente conectada con la teoría de los cuatro elementos.

En todas las culturas de la antigüedad, de una forma u otra, se expresa la existencia de un alma invisible e inmortal que abandona el cuerpo cuando éste muere. Videntes de todas las épocas han afirmado ver una zona luminosa alrededor del cuerpo humano. El halo dorado alrededor de la cabeza en las imágenes de Buda, Cristo o los santos, o imágenes como la de la Virgen de Guadalupe, muestran que este conocimiento ha estado en todos los tiempos y en todos los continentes del planeta. Pero ante la inmaterialidad del fenómeno, su interpretación había quedado siempre dentro del campo de lo sobrenatural.



**Figura 1.** Imagen de la virgen de Guadalupe y de un campo bioeléctrico obtenido por ordenador.



**Grandes científicos tras la pista.**

En el Organon, el Dr. Samuel Hahnemann, creador de la homeopatía, habla de una poderosa energía vital, que anima la existencia de los seres vivos.

En 1845 el barón Von Reinchenbach, científico alemán, investigaba una emanación de los cuerpos vivos a la que llama Od. En 1880 el gran científico Norteamericano Nicola Tesla muestra que cuando el cuerpo es expuesto a un campo electromagnético, aparecen descargas eléctricas alrededor de él.

En 1911 el Dr. inglés Walter Kilner, miembro del Colegio Real de Físicos de Londres, demostró la existencia de un Campo Bioplasmático y escribió el libro "La atmósfera humana". Inventó una lente para ver el aura y diagnosticar con ella.

En 1939 el Dr. Inglés Edward Bach, famoso bacteriólogo, y creador la terapia floral afirmó que el hombre tiene un alma que es su ser real, y que toda enfermedad es consecuencia de una desarmonía entre el alma y la personalidad.

La doctora Valerie V. Hunt, neurofisióloga y psicóloga, utilizando la tecnología desarrollada en Estados Unidos para el programa espacial de la NASA, ha verificado científicamente que en el cuerpo físico existe una radiación electromagnética continua que procede de nuestros átomos y permite un intercambio de energía entre los individuos y su entorno.

El profesor Vladimir Voleikov, actual vicerrector de la Facultad de Biología de la Universidad de Moscú y científico estrictamente empírico, expresa el nuevo concepto de la biología basado en que la vida no puede ser explicada únicamente a través de las leyes de la física y de la química, sino que es solo entendible a través de la teoría de un campo biológico específico que establece su existencia.

En la actualidad, a partir del desarrollo del nuevo

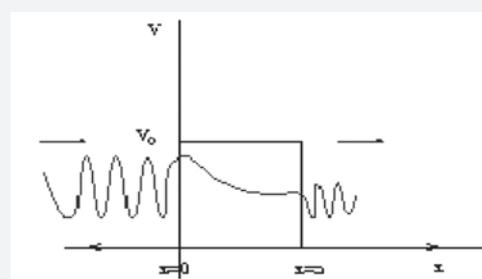
modelo vibratorio del universo, científicos de todo el mundo buscan en el alma la causa de muchas de las manifestaciones del ser humano, entre ellas la enfermedad. Pero, ¿cómo se estudia desde el punto de vista del método científico algo tan intangible como el alma?

**Justificación**

- La transferencia de energía vital tanto entre los distintos órganos del cuerpo ya tiene explicación científica: se fundamenta en el proceso cuántico denominado "efecto túnel". Considerando la situación en la que un salto de potencial (una pared no rígida) se interpone ante el viaje de una partícula. El potencial correspondiente tiene la forma:

$$V(x) = \begin{cases} 0 & x < 0 \quad yx > a \\ V_0 & 0 < x < a \end{cases}$$

Al resolver la ecuación de Schrödinger para el caso en que la partícula tenga una energía  $E < V_0$  se ve que existe la posibilidad de que la partícula atraviese la pared y continúe su viaje. A este efecto se le conoce como Efecto Túnel. Las soluciones en la primera y tercera región son de tipo oscilatorio, mientras que la solución en la segunda región (donde el potencial es mayor que la energía) son de tipo exponenciales. La siguiente figura muestra una posible solución a este problema.



**Figura 1a:** Efecto túnel.

- La vida se forma a partir de la luz solar y la materia orgánica que soporta la vida no es más que un conjunto de moléculas especializadas en capturar, transportar y almacenar la luz que las crea.



- El ser humano necesita para subsistir alimentarse de vegetales a fin de asimilar su luz. Y es que cuando comemos frutas y verduras frescas o tomamos medicamentos de origen vegetal estamos alimentándonos literalmente de luz, de fotones en su estado más puro y abundante.

- El Gobierno de Pekín ha promovido la creación de una institución internacional para el "reconocimiento científico" de la Medicina Tradicional China en todo el mundo: la Federación Mundial de Sociedades de Medicina China.

Hoy la Física Cuántica declara –y nadie lo discute ya- que la "materia" es en realidad energía de naturaleza ondulatorio-corpúscular. Es decir, que puede ser a la vez onda y partícula. Por tanto, no es función de los científicos negar el fundamento de las medicinas energéticas, sino encontrarlo dentro del ámbito del conocimiento científico actual.

Sin embargo, en el contexto de la Física clásica el fenómeno de movimiento de energía de unas partes a otras del cuerpo no encontraba explicación debido a la característica dieléctrica –o aislante- de los tejidos. De ahí que se calificaran las terapias basadas en la transferencia energética como: "no científicas" con la desvalorización que eso supone en la sociedad en que vivimos.

Por otra parte, hasta ahora la idea de transferencia de energía de unas partes del cuerpo a otras estaba muy ligada en medicina occidental a las pequeñas cantidades de electricidad que circulan por los músculos, las neuronas -cables del sistema nervioso- y las moléculas de ATP –almacén de energía química- pero no se contemplaba nada parecido a unos canales por los que la energía recorriera el organismo.

La constatación vendría de manos de los médicos R. Voll -en Alemania- y J. Tiller -en Estados Unidos- que crearon aparatos electrónicos capaces de medir la diferente resistencia eléctrica de la piel en los puntos de acupuntura. Posteriormente,

Konstantin Korotkov desarrollaría en Rusia el Sistema de Bioelectrografía GDV que permite medir los fotones y electrones de la superficie de la piel y sus parámetros cuánticos.

*"Estoy profundamente convencido de que nunca seremos capaces de entender la esencia de la vida si nos restringimos al nivel molecular. Reacciones biológicas de una sorprendente sutileza son desencadenadas por la movilidad de los electrones y pueden ser explicadas sólo desde los postulados de la Mecánica Cuántica". A. Szent - Györgyi, (Premio Nóbel de Medicina 1968).*

## La Transferencia de Energía

La fuente de energía para la existencia de vida en la Tierra está en los fotones solares. Gracias a la propiedad de las plantas verdes de captar fotones del sol, los electrones alcanzan un estado de excitación o de mayor energía. Y los electrones en estado excitado – cargados con fotones- son el depósito principal de energía libre en los procesos biológicos. Esos electrones en estado excitado llegan de las plantas al ser humano a través de la cadena alimenticia y una vez en él, circulan libremente por los complejos moleculares de proteínas. El organismo forma un depósito de energía en los electrones así cargados para momentos en que se requieran grandes recursos o un rápido flujo energético como, por ejemplo, en la actividad deportiva. Cuando se realiza trabajo físico o mental los electrones distribuidos en las estructuras de proteínas son transportados allí donde existe demanda de energía y la energía fotónica se convierte en energía química mediante el proceso de creación de ATP que suministra energía para el funcionamiento del organismo donde ésta se necesita.

La misión más importante de un tipo de electrones denominados phi en los procesos biológicos se deriva de las particularidades de su estado de energía. La diferencia de nivel de energía entre el estado principal y el estado excitado es



aproximadamente igual a la energía de fotón:  $h\nu$ . Gracias a esta característica los electrones  $\phi$  adquieren la valiosa propiedad de acumular la energía de sol y por eso son llamados "*los electrones de vida*" (Samoylov, 2001) ya que proveen a los seres vivos de toda la energía que necesitan.

El proceso de los electrones de la vida puede describirse del modo siguiente: los fotones solares son absorbidos por las moléculas de clorofila concentradas en los cloroplastos de las plantas verdes. Al absorber la luz, los electrones de la clorofila obtienen energía suplementaria y cambian de un estado a otro de mayor energía. Un electrón así excitado adquiere una capacidad de vencer la repulsión electrostática y aunque la sustancia próxima tenga un potencial electrónico más alto que la clorofila ésta entrega un electrón excitado a esa sustancia.

Tras la pérdida de su electrón la clorofila queda con una valencia libre de electrones y toma un electrón de las moléculas circundantes. Las sustancias cuyos electrones tienen menor nivel de energía que los de la clorofila servirán como donantes, siendo el agua el donante fundamental de electrones pues la planta los toma de ella y oxida el agua a oxígeno molecular. De ese modo la atmósfera de la Tierra es enriquecida constantemente por el oxígeno. Los electrones excitados son transferidos a lo largo de la cadena de moléculas de proteínas para proporcionar su energía a los procesos metabólicos de las plantas; y, por ende, de los animales cuando éstos se alimentan directa o indirectamente de las plantas.

Y llegados a este punto cabe preguntar: ¿cómo circulan esos electrones excitados de un lugar a otro dentro de los organismos vivos?, ¿Cómo traspasan la resistencia eléctrica de los tejidos? Según las modernas nociones físicas de Samoylov y Rubin la transferencia intermolecular de electrones excitados tiene lugar atendiendo al mecanismo del efecto túnel. Se trata de un efecto cuántico descrito ya en 1928 por G. Gamow

que explica cómo una partícula en este caso el electrón excitado- puede escapar de la atracción del núcleo atómico para circular libremente. Para ello necesitaría una gran cantidad de energía, como si se encontrara en un valle rodeado de altas montañas y tuviera que salir ascendiendo por ellas. Sin embargo, cuando su momento magnético alcanza determinado valor el electrón puede escapar del valle sin apenas gasto de energía, como si atravesase un túnel bajo las montañas. Pues bien es merced a ese "*efecto cuántico*" como los electrones pueden recorrer los tejidos no conductores del cuerpo.

Los aparatos comienzan a medir el cuerpo energético del hombre, confirmando su existencia y dando la razón a conocimientos que desde la antigüedad nos hablaban de él. La teoría hindú de los chakras, la medicina tradicional china, las enseñanzas de Cuarto Camino, la homeopatía, la terapia floral, y un largo etcétera, empiezan a recibir confirmación científica.

La bioelectrografía se desarrolla de la mano de los últimos avances informáticos como una técnica para obtener imágenes en ordenador de los campos de energía. Esta técnica se convierte en una herramienta que nos abre una ventana a un mundo que nuestros sentidos no podían captar hasta ahora: el mundo de la energía.

### Comienzos de la Bioelectrografía

A finales del siglo XIX el investigador bieloruso Jakov Nardkevitch descubrió la luminiscencia de las manos humanas dentro del campo de un generador de alto voltaje.

En 1939 Semion Davidovitch Kirlian descubre que un campo eléctrico de alto voltaje hace visible el aura humana. A partir de entonces él y su esposa comienzan una amplia investigación. Quizás lo que más mueve a la pareja a investigar el fenómeno es la observación de que el halo luminoso de la mano de Semion es irregular, frente al de su esposa que



es más uniforme. Lo atribuyen al delicado estado de salud de él, y el excelente de ella. Durante décadas los esposos Kirlian siguen investigando y obtienen más de 30 patentes por su invento. En 1974 Semion recibe el título honorífico de investigador emérito de la URRS.

Sus descubrimientos conocidos en Occidente por medio de un libro en 1970 llamado "Descubrimientos en Física detrás del Telón de Acero"

## La bioelectrografía en la actualidad.

Según la definición de la enciclopedia Encarta, la bioingeniería, es la aplicación de principios de ingeniería y de procedimientos de diseño para resolver problemas médicos.

La bioelectricidad estudia la actividad bioeléctrica, base fundamental del sistema nervioso y de la mayoría de los procesos vitales. Aparece como una rama de la bioelectricidad que se ocupa de representar gráficamente los campos y señales bioeléctricos.

La ciencia moderna define el campo bioeléctrico como un conjunto de campos que interactúan y están vinculados con la vida y actividad del hombre, y sus relaciones con otras personas y el mundo circundante. Esta definición está basada en los siguientes fenómenos conocidos por la física: campos electromagnéticos, calorífico y de torsión; emisión fotónica ultradelgada, y capa de gases superficial. Existen aparatos que pueden registrar determinados niveles de energía como son las cámaras de infrarrojos, equipos de ultrasonido, de tomografía axial, de resonancia magnética, y electroencefalógrafos. Pero los equipos que registran el campo bioeléctrico o aura son las cámaras Kirlian.

## El efecto Kirlian

El "Efecto Kirlian" está definido científicamente

como la observación visual, o por medio de aparatos, de la descarga de gas (halo luminoso) que surge cerca de la superficie del objeto estudiado al colocarlo en un campo eléctrico de alta tensión. La capa de aire que se encuentra entorno al dedo se ioniza con la descarga eléctrica, permitiendo la visualización del campo bioeléctrico.

## Patrones Kirlian actuales.

En 1987 se fundó la Unión de Bioelectrografía Médica y Aplicada.

Un grupo de investigadores reunidos para perseguir los siguientes objetivos:

- Establecer el estatus científico de la bioelectrografía.
- Reunir a quienes investigan en ella para intercambiar experiencias.
- Establecer estrictos protocolos científicos de investigación.

Existen actualmente dos modelos principales en cuanto a procedimiento y diagnóstico del efecto Kirlian que gozan del favor de la comunidad científica que se ocupa de estos temas:

## Patrón Milhomens.

Newton Milhomens es un profesor de física brasileño que desde los años 70 investiga el efecto Kirlian. Comenzó realizando interesantes investigaciones fotografiando los halos de parejas de personas que se amaban o se odiaban, y observó que en los halos de sus campos bioeléctricos se manifestaba la misma atracción o repulsión que existía en sus personas.

## Patrón Korotkov.

Kostantin Korotkov es catedrático del Instituto Estatal de Física y Mecanismos de Precisión dependiente de la Universidad de San Petersburgo (Rusia).



En 1996 Korotkov realizó una aportación genial a la ciencia: Inventó lo que en términos informáticos se llama un periférico, una cámara Kirlian digital, que enviaba al ordenador una fotografía de un campo de energía para ser reproducida y procesada.

### La cámara GDV.

La cámara GDV: Vídeo Cámara Digital de Efecto Kirlian, Gas Discharge Visualization.

Es el primero de una nueva generación de aparatos que estudian el efecto Kirlian empleando los últimos logros de la tecnología. Su sistema de fibra óptica, microchips, y tele matrices, unidos a la potencia de procesamiento de imágenes de los ordenadores de última generación, permiten observar en tiempo real en el monitor del ordenador los cambios en el aura humana.

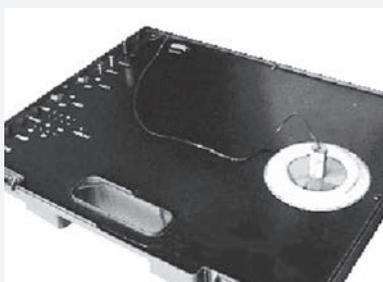


Figura 2. La cámara GDV.

### El instrumento y sus programas.

Existe un primer programa que se ocupa de recibir la señal de la cámara y grabar las imágenes en el disco duro del ordenador. Una vez grabadas son procesadas y coloreadas artificialmente para distinguir los detalles con mayor claridad con un segundo programa. El programa divide las imágenes en sectores que corresponden a los distintos órganos del cuerpo. Un tercer programa reconstruye el aura humana a partir de la información contenida en los diez dedos, y un cuarto crea diagramas con el nivel de energía de los principales órganos y sistemas del cuerpo.

### Los tres niveles del hombre

Estos principios están vinculados en la ciencia

física por la famosa ecuación de Einstein: Energía es igual a masa por velocidad de la luz al cuadrado.

La luz representa al espíritu, la energía al alma, y la masa al cuerpo.

La fórmula nos muestra que los tres componentes de la ecuación son manifestaciones de una misma cosa.

Podemos ver al ser humano como cuerpo, como alma o como espíritu. Esto depende de en qué aspecto del ser ponemos nuestra atención. Si dirigimos nuestra atención sólo al cuerpo, tenemos una visión material y mecanicista del ser humano; si la orientamos al alma, nuestra percepción es psicoemocional y energética; y si la situamos en el espíritu, tendremos una percepción espiritual del ser, pero para lograrlo habremos de sintonizar con esa frecuencia.

Los grandes iniciados en la medicina han buscado en el alma o campo electromagnético el camino hacia la salud. Hahnemann la llama la fuerza vital, y en el capítulo 10 del Organon afirma que el organismo material, sin la fuerza vital, no es capaz ni de sensación ni de funcionamiento ni de propia preservación.

La causa de los problemas del ser humano no está en su cuerpo, sino en su alma. El campo electromagnético humano está dañado por multitud de factores, unos internos como las emociones y pensamientos negativos, y otros externos, como las contaminaciones de todo tipo, y los condicionamientos sociales.

### Materia y energía.

La teoría eléctrica de la materia, del físico francés Le Bond, afirma que la materia es una cantidad enorme de energía concentrada en un reducidísimo espacio. Consideremos pues, a la materia como energía condensada, del mismo modo que podemos expresar que el agua de un

lago es un estado denso de ese mismo agua en una nube.

La física avanza en dirección a la idea de que sólo hay una sustancia prima, que concentrándose de varios modos da origen a todos los elementos y cuerpos.

## El campo bioeléctrico.

Definido como un campo electromagnético y fotónico, que se encuentra dentro y alrededor del cuerpo humano. El campo bioeléctrico nutre de vida el cuerpo físico, de esa Vida que se escapa a las leyes de la física y química clásicas, y que místicos y sabios de todos los tiempos han nombrado.

Existe una ley fundamental: Cuando el campo bioeléctrico se encuentra alterado, y su desequilibrio se prolonga a lo largo del tiempo, aparece la disfunción y luego la enfermedad en las zonas del cuerpo correspondientes a la alteración.

El campo bioeléctrico es el componente del alma más cercano a la materia. Se encuentra en constante movimiento e interacción con lo que le rodea. El psiquismo del individuo, esto es, sus pensamientos y emociones, lo transforma continuamente. Si supiéramos cómo cultivarlo y armonizarlo, nunca enfermaríamos.

## El campo bioeléctrico y la salud.

Ideas del Dr. Bach:

- La principal razón del fracaso de la ciencia médica moderna es que trata los resultados, no las causas.
- La auténtica naturaleza de la enfermedad ha quedado enmascarada por el materialismo. Los actuales métodos materialistas no pueden erradicar la enfermedad porque ésta no es material en su origen.
- En muchos casos una mejoría aparente resulta perjudicial al ocultarle al paciente la auténtica causa de su molestia.

- Las primeras enfermedades reales del hombre son defectos como el orgullo, la crueldad, el odio, el egoísmo, la ignorancia, la inestabilidad, la codicia...
- Todo aquel que no se encuentra en un estado de completa paz, tiene algún grado de enfermedad. (Bach, Cúrese usted mismo.)

Siendo un gran científico tuvo la inspiración de relacionar la salud con las cualidades del alma, y señalar el materialismo como impedimento para la curación.

Por tanto, una clave para no enfermar es mantener silenciosos los genes portadores de enfermedad.

Los seres humanos somos educados para una profesión, pero no para la vida. Nos enseñan a ser eficientes en un área muy reducida de la existencia, e ignorantes en otras tan importantes como el conocimiento de nosotros mismos o la relación con los demás. "Nos preocupa más saber si los alumnos pueden leer y escribir correctamente, que saber si estarán vivos la semana entrante. (Goleman, Inteligencia Emocional)

## Los Beogramas.

Beograma es el nombre científico que el equipo de investigadores que trabaja con estos equipos decidió darle a la imagen Kirlian de un dedo de un ser humano. Sus tres primeras letras provienen de las siglas en inglés: Biológica Emission and Optical radiation. (Emisión biológica y radiación óptica).

En un beograma existen datos de gran interés acerca de la persona en estudio:

- Si dirigimos nuestra atención al tamaño del anillo alrededor del dedo, obtendremos información acerca del nivel de energía de la persona.
- Si nos fijamos en la continuidad del anillo, su regularidad, conoceremos acerca del equilibrio de la persona.



- Las explosiones y los huecos aparecen relacionados con áreas de su cuerpo en las que existe exceso o deficiencia de energía.
- La forma picuda, redondeada o cuadrada de las irregularidades contiene información acerca de la actitud psicológica frente a la vida.
- El que el anillo esté compacto o atomizado en muchos pequeños trozos, expresa en los mismos términos la personalidad del individuo.



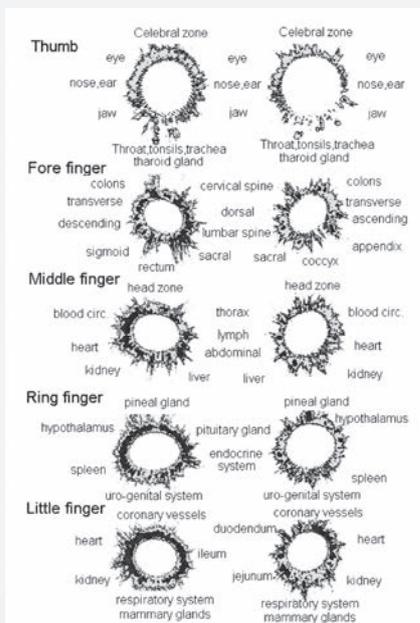
**Figura 3.** Beogramas correspondientes a tres estados diferentes de energía.

El profesor Korotkov, basándose en la medicina tradicional china, en la acupuntura Su-Jok y en investigaciones propias, ha creado un mapa completo de la energía del ser humano, tomando como referencia los dedos de las manos. Ha dividido cada dedo en diferentes sectores, relacionando cada sector con un órgano o parte del organismo.

### Imágenes y datos del campo bioeléctrico.

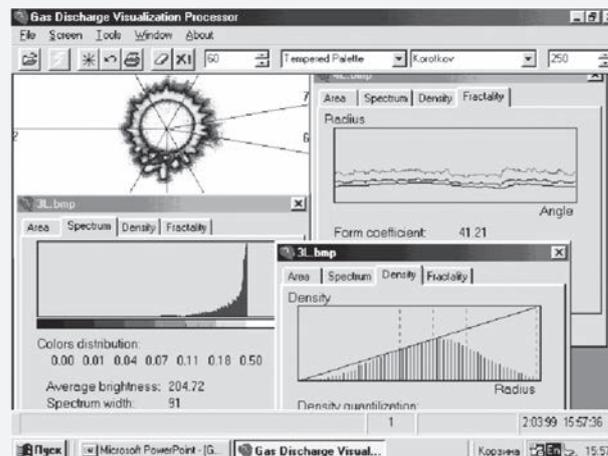
El sistema ofrece tres tipos de imágenes:

- Beogramas de los diez dedos. (Figura 4)
- Imágenes del aura de la persona construidas informáticamente a través de la información de los dedos.



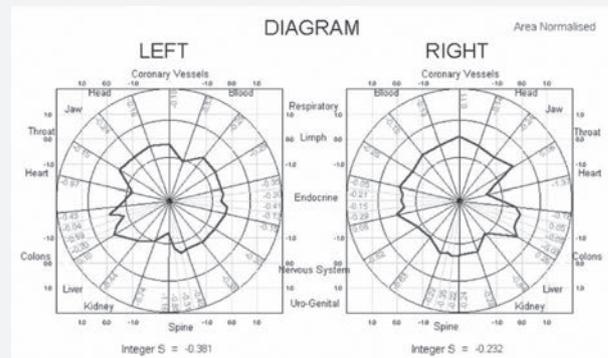
**Figura 4.** Beogramas de los diez dedos y sus sectores.

Los programas calculan múltiples datos referentes a los beogramas, (Figura 5) como pueden ser su intensidad, superficie, fractalidad, espectro lumínico etc. Estos datos son muy útiles cuando se está realizando investigación científica.



**Figura 5.** Cálculo automático de datos.

- Diagrama de los niveles de energía de órganos y sistemas de los lados izquierdo y derecho del cuerpo. (Figura 6)



**Figura 6.** Diagrama de órganos y sistemas.

### Aplicaciones

Abre un campo inmenso al estudio de las emociones: Las emociones no ocurren en abstracto. Son procesos neurofisiológicos que suceden en el cuerpo y alteran sustancialmente los flujos de energía en el organismo. Por medio de bioelectrografía podemos conocer qué efectos provoca cada emoción.

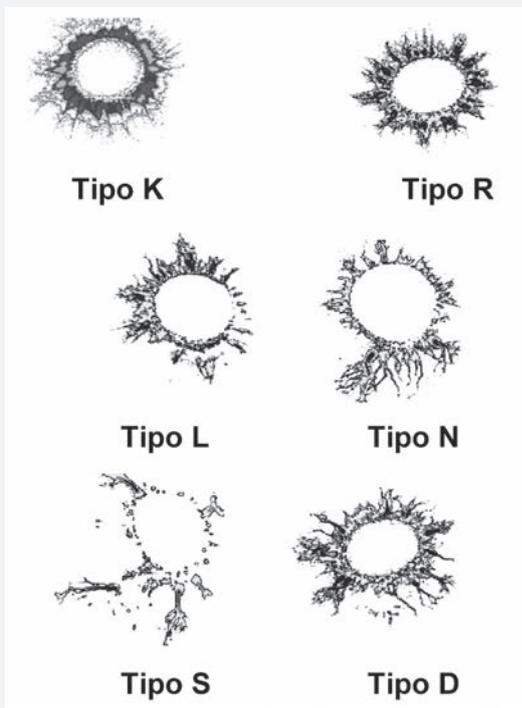
### El diagnóstico

El diagnóstico por bioelectrografía computarizada es una técnica de diagnóstico no invasiva.

Es indolora, rápida, económica y totalmente inofensiva y alcanzará un gran desarrollo a medida que se conozca.

**Diferentes tipos de beogramas**

• Clasificados por su forma designamos los diferentes tipos de imágenes de los dedos con las letras K, R, L, N, S, D, V - derivadas de KiRLiaN Semion Dovidovich y Valentine (Figura7).



**Figura 7.** Tipos principales de Beogramas.

- Por la edad de los individuos

**Niños y adolescentes:**

Los beogramas irregulares solo tienen valor de pronóstico, no de diagnóstico.

**Adultos:**

Son los beogramas normales y en los que el diagnóstico es más efectivo.

**Ancianos:**

Suelen ser beogramas muy estables porque la energía tiende a estancarse en esta etapa de la

vida.

**Técnicas de diagnóstico**

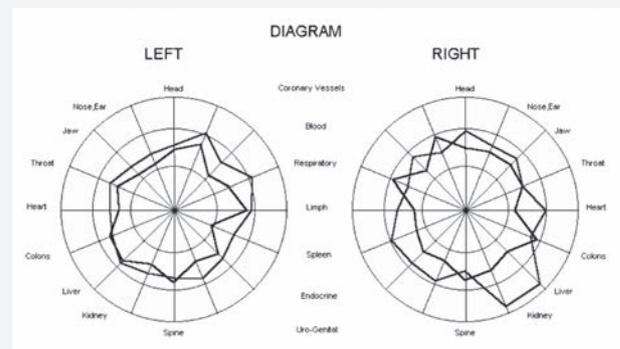
- Directo:

Se realiza: aplicando el campo eléctrico al dedo y registrando la distribución espacial de la imagen (beograma), que depende del estado energético de los puntos de los dedos.

- A partir de imagen del aura.

Estas imágenes permiten observar el estado global de la persona de un solo golpe de vista.

- Análisis a partir de diagramas.



**Figura 8.** Diagramas de los lados izquierdo y derecho de un campo bioeléctrico. Líneas interiores: antes de un baño de sol; líneas exteriores, después.

**Resumen de las técnicas de diagnóstico**

Es muy importante el diagnóstico energético, porque aunque la persona sea consciente de sus problemas, si la energía falla, no es capaz de resolverlos. Por tanto, para llegar a la salud física y mental, parte del proceso es reconstruir el campo de energía en las zonas en que está dañado.

**Seguimiento de los tratamientos**

La técnica consiste en tomar los beogramas antes y después del tratamiento y comparar resultados. Aporta una visión muy clara de en qué órganos y sistemas ha tenido incidencia un tratamiento terapéutico de cualquier tipo.



- Diagnóstico médico general

La doctora Vrunda Sundaram, es directora de investigación del Pranic Healing Foundation de Bangalore, India. Uno de sus estudios con bioelectrografía computerizada fue realizado con 30 personas saludables y 165 enfermos de diversas dolencias. Se midieron beogramas a todos, y aparecieron como normales los de las 30 personas saludables y 43 de los 165 enfermos. En los otros 122 se encontraron claras anomalías en los beogramas, es decir que todos aquellos que mostraban desequilibrios en el campo bioeléctrico padecían algún tipo de enfermedad. En dicho estudio la sensibilidad del equipo Kirlian para detectar enfermedades fue de un 100 %, y la especificidad con que dichas enfermedades eran mostradas en las zonas correspondientes del los beogramas fue de un 41 %. Por tanto, el equipo mostró alta sensibilidad para reconocer enfermedades pero no suficiente especificidad acerca de las mismas.

- Diagnóstico de estados precancerosos por medio de la sangre.

El estudio fue realizado por el profesor Korotkov, y dos colegas. Está basado en la detección de cambios en la organización supramolecular del plasma sanguíneo humano después de haber sido dinamizado homeopáticamente. Encontraron diferencias significativas en cuanto a brillo, forma, tamaño y color de las imágenes entre el grupo de control y los pacientes con cáncer. Esta técnica, en estado experimental, es simple y no invasiva, y abre un campo al estudio de la información contenida en la energía, no solo en muestras de sangre sino en otros fluidos biológicos, pudiendo ser empleada en muchas aplicaciones prácticas.

- Efectos del tabaco.

El estudio fue realizado por la doctora E.A. Kudraschova en la Universidad Médica Estatal de San Petersburgo, Rusia.

Los resultados más importantes fueron los siguientes:

- Fumar un cigarrillo causa cambios inmediatos en el campo bioeléctrico.
- Las personas que fumaban por largo tiempo mostraban valores energéticos inferiores a las que habían fumando por menos de 5 años.
- Fumar un cigarrillo provocaba un incremento inmediato en el área del campo bioeléctrico en los fumadores de largo plazo, y una disminución en los fumadores de menos de 5 años.

La conclusión es que el hábito de fumar, provoca a largo plazo cambios esenciales en el sistema respiratorio y en el organismo en general. [El hecho de que el campo bioeléctrico disminuya al fumar en fumadores de corto plazo y aumente en fumadores de largo plazo, parece indicar que el hábito de fumar provoca a corto plazo una disminución del campo de energía y a largo plazo crea una dependencia energética, siendo necesario fumar para incrementarlo].

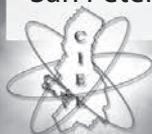
- Estudios realizados en mujeres embarazadas.

Este es un estudio piloto realizado por la doctora Marina Sharudi del Tbilisi Medical Institute de Georgia.

En el primer estudio realizado en mujeres embarazadas se observaron dos factores:

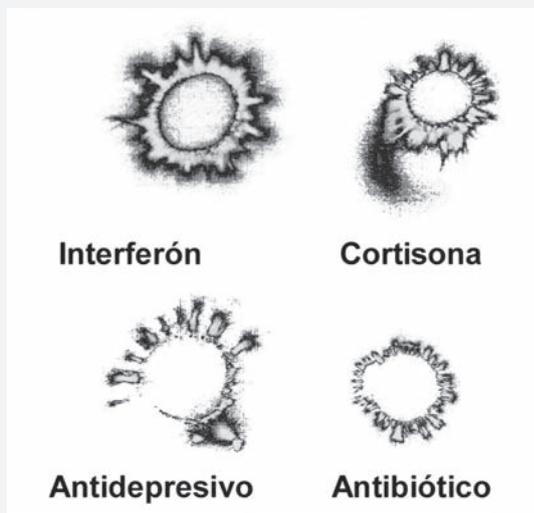
- 48 de las 50 mujeres examinadas mostraron un considerable incremento de luminosidad en el área de la tiroides, acompañado de "llamaradas energéticas".
- Se detectó una mayor actividad del hemisferio derecho del cerebro, en comparación con el izquierdo, así como una mayor asimetría entre las áreas izquierda y derecha del campo bioeléctrico.
- Efecto de algunos medicamentos.

No se conoce ningún estudio realizado acerca



del efecto de los medicamentos alopáticos en el campo bioeléctrico, pero es un interesante campo de investigación que permitirá conocer si la acción benéfica de determinados medicamentos compensa sus efectos secundarios, y por tanto, en qué casos deben administrarse y en cuales no. Presentamos las siguientes observaciones realizadas en pacientes medidos bajo medicación alopática (figura 9):

Los beogramas de personas tratados con medicamentos tales como la cortisona o el interferón muestran unos niveles de energía artificiales, muy superiores a los que les corresponderían. La cortisona además se caracteriza por provocar zonas de energía redondeadas, ligeramente separadas de los beogramas, lo cual es totalmente anómalo. Personas tratadas con antidepresivos, muestran niveles muy bajos de energía, y amplias roturas en sus beogramas. El uso de antibióticos causa una fragmentación del campo bioeléctrico.



**Figura 9.** Efecto de algunos medicamentos.

**Tratamiento con medicinas alternativas.**

El crecimiento de las medicinas alternativas es un fenómeno imparable en todo el planeta. En Estados Unidos, país de las estadísticas, el número de personas que se tratan con medicinas alternativas ha pasado de un 28% en la década de los 80 a un 37% en la década de los 90. Tengamos en cuenta que estos estadounidenses deciden pagar una consulta privada antes que acudir a su

seguro social que es gratuito. El secreto de estas medicinas es que ejercen su acción en el campo de bioenergía; recurren a los mecanismos de autorregulación del organismo, en lugar de forzar acciones a través de la química o el bisturí, como sucede en la medicina alópata.

**Tratamiento con terapias psicológicas y energéticas.**

Los estudios realizados con técnicas psicológicas no son suficientemente numerosos para considerarlos estadísticamente significativos, pero en todos se aprecia una mejoría en el estado energético del sujeto de la terapia. Se ha encontrado resultados objetivos con las siguientes técnicas: kinesiología, programación neurolingüística, y meditación dirigida con visualización.

**La bioenergoinformática.**

En mayo y junio de 1999 se celebró en San Petersburgo, Rusia, un congreso científico internacional, denominado "Science, Information and Spirit 99" (Ciencia, Información y Espíritu 99).

En sus conclusiones los científicos afirman que la Ciencia moderna está a punto de un gran cambio. Reconocen la aparición de una nueva ciencia, como la conjunción de otras diferentes: la Bioenergoinformática; y pronostican que será la ciencia del siglo XXI.

**RESOLUCIONES DEL CONGRESO CIENTIFICO INTERNACIONAL, CIENCIA INFORMACIÓN Y ESPÍRITU 99.**

*Nosotros, participantes del Congreso SIS 99, trabajando en diferentes campos científicos (biología, medicina, física, psicología, matemáticas, etc.) y representando a 17 países, hemos resuelto que:*

- *La ciencia moderna se encuentra en el límite de un cambio fundamental en la aproximación*



al estudio de los sistemas biológicos. A la luz de los descubrimientos científicos recientes, puede postularse que la aproximación más productiva al estudio de objetos biológicos es holística, la cual considera a los seres biológicos como un complejo dinámico y estructurado en forma de onda. Nosotros reconocemos que la Bioenergoinformática, que aparece como la conjunción de diferentes ciencias, es la ciencia del siglo XXI.

- La Bioelectrografía está alcanzando más difusión a lo largo del mundo y puede ser considerada como el método principal de estudio. Es un método de estudio no invasivo, rápido y que aporta gran cantidad de información acerca de la bioenergía, y de las estructuras bioenergéticas y sus conexiones con los seres vivos y no vivos.
- Ha de ser creada una base de datos de beogramas humanos, clasificados por temas; cada unidad estará compuesta por 10 beogramas y un resumen. Todos los usuarios de los dispositivos Kirlian GDV son alentados a contribuir a ello, para que sea publicada a través de Internet, y en CDROM.
- Debemos unir nuestros esfuerzos para crear una organización internacional: "Ciencia, Información y Espíritu, que promueva la ciencia espiritual por medio del establecimiento de centros regionales a lo largo del mundo, para coordinar las investigaciones y enseñar Bioenergoinformática.

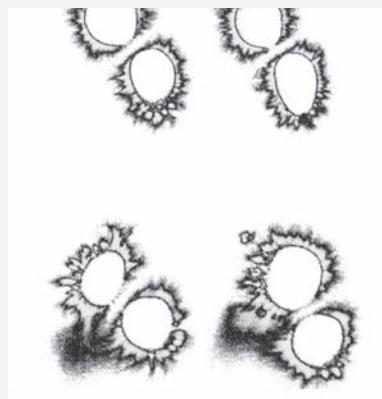
### Campos de seres cercanos

Los campos bioeléctricos de las personas que se aman están en permanente conexión. ¿Quién no conoce el caso de una madre que intuyó el peligro en que se encontraba su hijo que estaba lejos?

Cuando estos hechos se constaten científicamente, encontraremos justificación a sentimientos de atracción y rechazo y a comportamientos humanos actualmente inexplicables.

Un interesante estudio realizado por el equipo

del profesor Korotkov reveló que el campo bioeléctrico de una persona se amplía cuando se acerca por detrás alguien a quien ama, aunque éste no sea visto por la persona a la que se está midiendo. Esto prueba que sentimos la presencia y el tipo de energía de las personas que nos rodean aunque no seamos conscientes de ello.



**Figura 10.** Beogramas de dos personas que no se conocen (arriba) y de dos personas con una relación afectiva (abajo).

URSS

La antigua Unión Soviética otorgó rango científico a un área del conocimiento humano que fue denominada Parapsicología. Esta ciencia era como un cajón de sastre donde se guardaban fenómenos tan dispares como la telepatía, los saltos en el tiempo o los OVNIS. Sirvió para investigar aquellos fenómenos que no tenía cabida dentro del paradigma científico materialista, y sin embargo se hallaban evidencias de que existían.

Con el progreso de la ciencia en estos últimos años, comenzaron a desarrollarse hipótesis científicas para dar explicación a muchos de aquellos fenómenos parapsicológicos. Los límites entre la ciencia y la parapsicología se están deshaciendo, y recientemente los científicos rusos han acuñado un nuevo término: "Fronteras de la ciencia", que afirman debe sustituir al de parapsicología.

Este término aporta un sentido mucho más amplio a la investigación de los fenómenos no explicables por la ciencia. Ya no es necesario que sean investigados por parapsicólogos, sino

que pueden ser estudiados como “fenómenos frontera” por cualquier científico, desde su propia disciplina científica. En esta área, la ciencia rusa continua por delante de la del resto del mundo. Los investigadores de las universidades de Europa Oriental estudian sin complejos desde hace décadas fenómenos relacionados con los aspectos energético y espiritual del ser humano. Mientras, en occidente, se ignoran esas manifestaciones de la vida bajo el argumento de que no son reproducibles en laboratorio.

## Conclusiones

Se especuló mucho con que la llegada de la Física mecánico-relativista cambiaría la visión que se tiene del universo y aun la propia existencia humana; y así ha sido en el campo de la Física a través de la electrónica y los semiconductores. Sin embargo, este cambio de paradigma aún no ha calado en la Biología y la Medicina universitarias. Y es que si bien se conocen y aplican las propiedades cuánticas de la materia inerte no hemos llegado a hacer lo mismo con los seres vivos. ¿Disponemos acaso de una explicación científica de fenómenos como el pensamiento y el sentimiento? Reconociendo al ser humano como un sistema cuántico se descifrará claves de fenómenos tan importantes e inexplicados como los desarrollados por la psique humana. Del mismo modo que la Física newtoniana está especializada en el nivel material, la Física cuántica lo está en el energético. Con este estudio, ciencias como la Psicología o la Medicina van a adquirir mucha mayor precisión conforme el modelo cuántico del universo se aplique al estudio del hombre. La mayor parte de los secretos que aun encierra el ser humano se encuentran en su campo de energía y la mecánica cuántica permite investigarlo desde el método científico. De hecho, aplicando *fórmulas cuánticas* y la *electrónica*, sobre todo en los dispositivos de captura, almacenamiento y observación de los patrones Kirlian, a fotos de campos de energía humanos se están midiendo estados psicofísicos de las personas tales como el

nivel de estrés, la capacidad de resistir el esfuerzo, la capacidad de concentración, el índice de salud o el nivel de vitalidad. Uno de los fenómenos más apasionantes que se estudia en fronteras de la ciencia, es el de los campos de energía de los seres vivos, y en especial, el humano, que registrados en beogramas, muestra un panorama completo de la energía del ser humano. Aquellas porciones en las que exista un desequilibrio en el flujo de energía, son las que deben ser tratadas, para tratar la enfermedad. De manera que sigamos una de las ideas del Dr. Bach, de tratar las causas antes que los resultados.

## BIBLIOGRAFÍA:

- Bach, Edward: “Bach por Bach” Ediciones Continente, Buenos Aires, 1993.
- Bach, Edward: “Curese usted mismo”
- Hay, Louise: “Usted puede sanar su vida” Urano, Barcelona, 1989.
- Korotkov, Kostantin: “Aura and Consciousness” St. Petersburg division of Russian Ministry of Culture, “Kultura”, 1998.
- Myss, Caroline: “Anatomía del Espíritu” Ediciones B, Barcelona, 1997.
- Shapiro, Francine: “Eye movement desensitization and reprocessing”. The Guilford Press, New York, 1995.
- Wilber, Ken y otros: “Más allá del Ego” Kairos, Barcelona,?
- Goleman Daniel: “La inteligencia Emocional”. Javier Vergara Editor S.A. Paseo Colon 221- 6º -Buenos Aires Argentina, 1996.
- Fernando Sánchez Quintana: “Aura y Ciencia. Una tecnología para la Conciencia.”
- Varios: “Science, Information and Spirit 99. Proceedings of the International Scientific Congress.” Federal Technical University, SPIFMO San Petersburgo, 1999



**Marco Antonio Cabero Zabalaga,**

Nacido en Cochabamba Bolivia, es Ingeniero Electrónico, titulado en la Universidad Mayor de San Simón (UMSS), Diplomado en Educación Universitaria (UMSS) y Diplomado en Control y Automatización Industrial (UNIVALLE).

- Ex Presidente y fundador de la Sociedad Científica de Ingeniería Electrónica (SCIEE) de la UMSS.
- Docente de la Universidad Técnica Privada Cosmos (UNITEPC) y de la UMSS. Encargado del Área de Investigación de la UNITEPC en la carrera de Ingeniería Electrónica. Actualmente, Account Manager de la División de Automatización y Control de Grupo Larcos Cochabamba.
- Sus áreas de interés: automatización industrial, diseño electrónico, efectos electrofisiológicos, la docencia y la investigación.
- Teléfono: 71775991

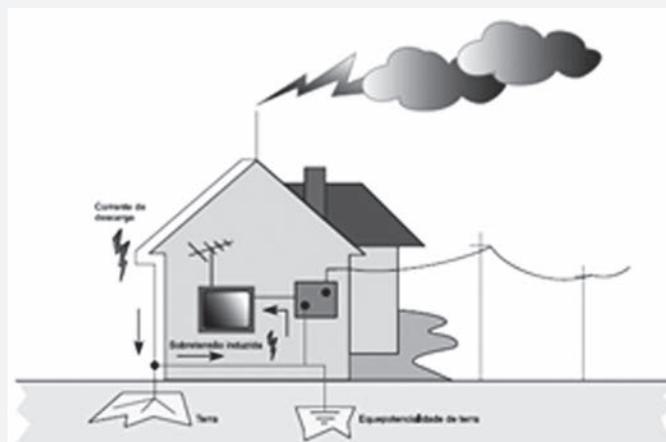
E-mail: [onlinemac@gmail.com](mailto:onlinemac@gmail.com)

## IMPORTANCIA DE LA PROTECCIÓN POR ATERRAMIENTO PARA LAS PERSONAS

■ Ing. Emerson Evaristo Aruquipa

### 1. INTRODUCCION

En las industrias modernas, donde es normal trabajar con equipos y agregados eléctricos, cuyo voltaje de trabajo normalmente es 380 V o 220 V y donde es habitual la presencia de ambientes con peligros de explosión es importante observar una serie de medidas para garantizar la seguridad de las personas y de las instalaciones, la observación de estas medidas puede significar la vida de una persona, de ahí la importancia de las mismas, la más simple de las cuales es el aterramiento o anclaje a tierra de los equipos.



El contacto de las personas con la corriente eléctrica puede ser resultado de varios motivos, los cuales pueden ser clasificados en:

- **Contacto casual** o acercamiento peligroso con las partes conductoras que se encuentran bajo tensión.
- **Contacto con la llama del arco eléctrico**, que surge cuando se abre bruscamente un circuito o cuando ocurre un cortocircuito.
- **Contacto con las partes metálicas** normalmente no conductoras, pero que se pueden encontrar bajo tensión como consecuencia del deterioro del aislamiento

En el proceso de explotación del equipamiento eléctrico existe la posibilidad del contacto casual

de la persona con las partes conductoras de la corriente, que se encuentran bajo tensión. En la mayoría de los casos el contacto peligroso ocurre, cuando la persona está parada sobre la superficie de la tierra, o sobre una superficie conductora de la corriente y los zapatos tienen una cierta conductibilidad.

Un sistema de aterramiento protege a la persona contra los choques eléctricos de:

- Tensión de paso
- Tensión de contacto

Un choque eléctrico causa varios efectos y síntomas en el ser humano el más importante a considerar es el de fibrilación ventricular.

### 2. CHOQUE ELECTRICO

Las perturbaciones de la naturaleza causan efectos diversos que se manifiestan en el organismo humano cuando este es recorrido por una corriente eléctrica. Los efectos de las perturbaciones varían y dependen de:

- La circulación de la corriente eléctrica por el cuerpo.
- Intensidad de corriente eléctrica.
- Tiempo de duración del choque eléctrico.
- Tipo de corriente eléctrica.
- Frecuencia de corriente eléctrica.
- Condiciones orgánicas del individuo.

Las perturbaciones en la persona se manifiestan por:

- Alteración del ritmo cardíaco, pudiendo

producir fibrilación ventricular y una consecuencia de parada cardiaca.

- Quemaduras profundas.
- Alteración al sistema nervioso, inclusive los que comandan la respiración produciendo una parada respiratoria.

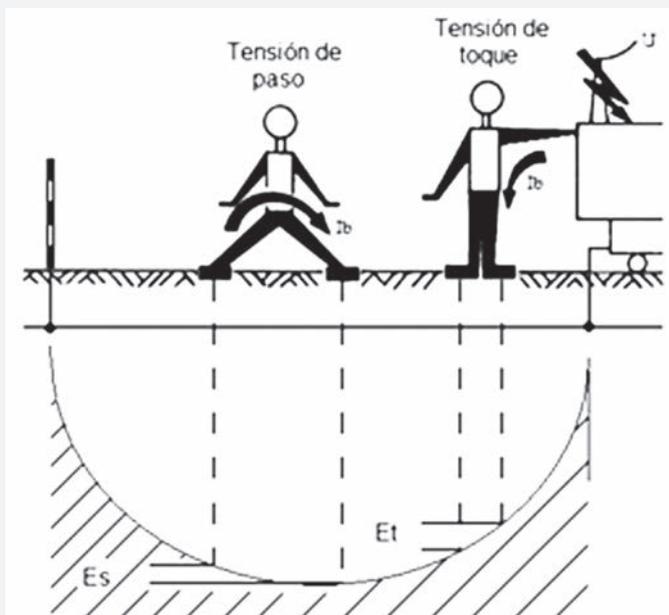
El choque eléctrico se debe al contacto directo con la tensión de red.

### 3. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UNA PERSONA A UN CIRCUITO DE CORRIENTE ELECTRICA

El contacto de las personas con la corriente eléctrica puede ser monofásico (una fase ) o bifásico (dos fases).En ambos casos se crea un circuito eléctrico, uno de cuyos componentes es el cuerpo de la persona.

El camino de la corriente principalmente puede ser:

- En un caso "brazo-pierna",
- Otro caso "brazo-brazo"



Pueden suceder otros tipos de contactos de la persona con el circuito energizado, por ejemplo contacto de las partes conductoras con la cara, cuello, cabeza, etc. Durante el contacto bifásico la persona se encuentra bajo la tensión total de

alimentación y la corriente que circula a través de la persona es igual (según la Ley de Ohm)

$$I_{per} = \frac{U}{R_{per}}$$

Donde:

**U:** Tensión de línea.

**Rper:** Resistencia del cuerpo de la persona.

Durante el contacto monofásico, que es el más frecuente, la corriente va a depender no solo de la tensión, de la resistencia del cuerpo de la persona, sino de otros factores como por ejemplo del régimen del neutro, estado del aislamiento del circuito, estado del piso, estado de las suelas de los zapatos, etc.

Como se sabe, el contacto de una persona parada sobre la tierra o construcción aterrada, crea un circuito cerrado (crea un circuito formado por la línea de alimentación -cuerpo de la persona-tierra-conductor de aterramiento-fuente de alimentación)

Durante esto en la parte del circuito formado por el cuerpo de la persona va a estar presente la tensión de fase 220 V. Si los zapatos de la persona son electro conductores, el suelo o la construcción sobre la que esta parada la persona es conductora también, prácticamente toda esta tensión va a ser aplicada al cuerpo de la persona por el circuito "mano-pierna". Si tomamos en consideración que en condiciones normales la resistencia del cuerpo de la persona es  $R_{persona}=1000 \text{ Ohm}$ , a través de esta persona pasa una corriente igual a

$$I_{per} = \frac{220 \text{ V}}{1000 \Omega} = 0,22 \text{ A}$$

O sea una corriente con peligro de muerte para la persona .Si la resistencia de los zapatos  $R_{zapatos}$  y la resistencia del suelo  $R_{suelo}$  en la suma son medibles, la corriente a través de la persona es igual a

$$I_{per} = \frac{U}{R_{per} + R_{zapatos} + R_{suelo}}$$

La corriente es mucho menor.



Por ejemplo si la resistencia de "zapatos y suelo" es del orden de 10 000 Ohm, la corriente a través de la persona es igual a:

$$I_{per} = \frac{220 V}{1000 + 10000} = 0,02 A$$

Lo cual es menos peligroso pero puede originar dolores, temblores y en algunos casos el afectado no se puede separar solo de los cables con energía. **Por eso es importante saber que cuando los zapatos o la ropa están mojados o estamos sudados, nunca debemos trabajar con circuitos energizados, ya que la resistencia total que se opone al paso de la corriente disminuye y la corriente que pasa a través de la persona aumenta, elevándose el peligro de morir electrocutado.** Esto muestra que en cualquier contacto monofásico de una persona en un circuito de neutro aterrado siempre existe el peligro de muerte.

Una de las medidas de protección contra el contacto de las personas con las partes metálicas con aislamiento defectuoso y normalmente no conductoras de la corriente eléctrica es el aterramiento de protección.

A continuación definimos varios conceptos que deben ser tratados para comprender el sentido del aterramiento de protección.

### Aterramiento de Protección

Es la conexión eléctrica intencionada con la tierra, o su equivalente y con carácter permanente de las partes metálicas no conductoras (mediante un elemento conductor de sección suficiente) las cuales pueden encontrarse por cualquier falla bajo tensión.

### Falla a Tierra

Es la conexión casual, accidental y no intencional, por defectos de aislamiento u otras causas, entre un conductor activo del sistema y la masa

general de tierra, directamente a través de masas metálicas normalmente aisladas de las partes eléctricas activas y las cuales pueden ofrecer peligros para las personas si adquieren una diferencia de potencial respecto a tierra mayor que un valor límite permitido.

### Tierra

Se llama TIERRA a la región de la superficie terrestre, la cual se encuentra en contacto directo con el electrodo por el que circula la corriente y cuya misión es forzar la derivación al terreno de las intensidades y en la cual entre dos puntos de la misma no hay diferencia observable de potencial.

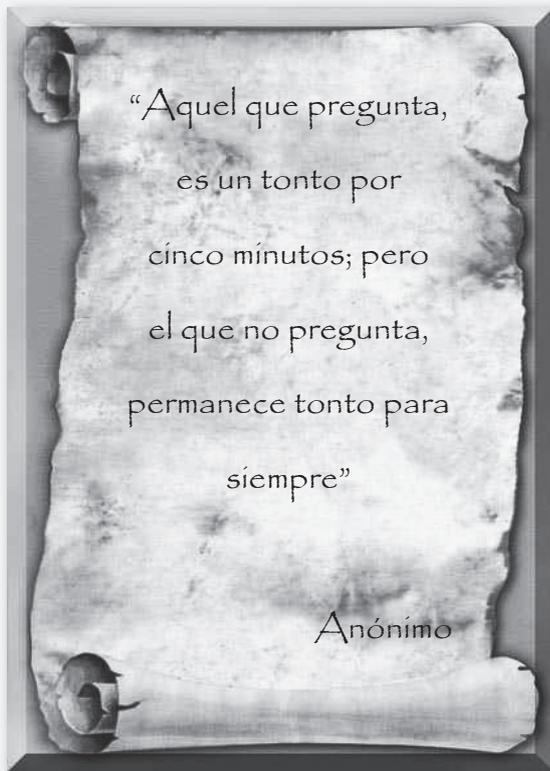
Si el cuerpo del electromotor, aparato, superficie del cable, etc no tiene contacto seguro con la tierra y como resultado del deterioro del aislamiento existe un contacto con las partes conductoras, cualquier contacto de una persona con el cuerpo no aislado de la tierra, va a ser tan peligroso como el contacto con las partes conductoras, o sea va a ocurrir una conexión monofásica de la persona en el circuito eléctrico. Diferente ocurre si el circuito esta aterrado con seguridad.

Durante el contacto al cuerpo, en el circuito aparece un contacto monofásico a tierra y como resultado de la pequeña corriente que aparece a tierra, no se disparan las protecciones y las instalaciones continúan trabajando en este régimen de avería. Pero entre el cuerpo y la tierra aparece una tensión con respecto a tierra que toma un valor.

$$U_{tierra} = I_{tierra} * R_{tierra}$$

De este modo, la tensión del cuerpo aterrado con respecto a tierra **U tierra**, y por consiguiente la tensión de contacto dependen de la resistencia de los electrodos de aterramiento y de los cables de conexión a los mismos, así como de la resistencia del terreno, por consiguiente es necesario tener la menor resistencia posible del aterramiento **R tierra**, mientras menor sea la resistencia a

tierra, menor será la diferencia de potencial, por tanto disminuye el peligro de electrocución, la mayor tensión con respecto a tierra (punto con potencial cero) aparece en el punto de contacto del electrodo con la tierra y a medida que nos alejamos de este punto la tensión decrece. Por lo que al encontrarnos con un cable energizado caído a tierra, nunca debemos alejarnos corriendo, sino caminando lentamente para que la variación de la tensión no sea brusca y no exponernos a una gran diferencia de potencial entre una pierna y la otra.



**Emerson Evaristo Aruquipa Chuquimia**

Ingeniero Electricista - UMSA

Desempeños

Consultor Externo de:

Superintendencia de Electricidad  
COBEE

Encargado de O&M SC TESA

Gerente Técnico Constructora ENERGO

Técnico en mantenimiento de  
Sistemas Eléctricos en la industria.

Áreas de interes:

Líneas de transmisión.

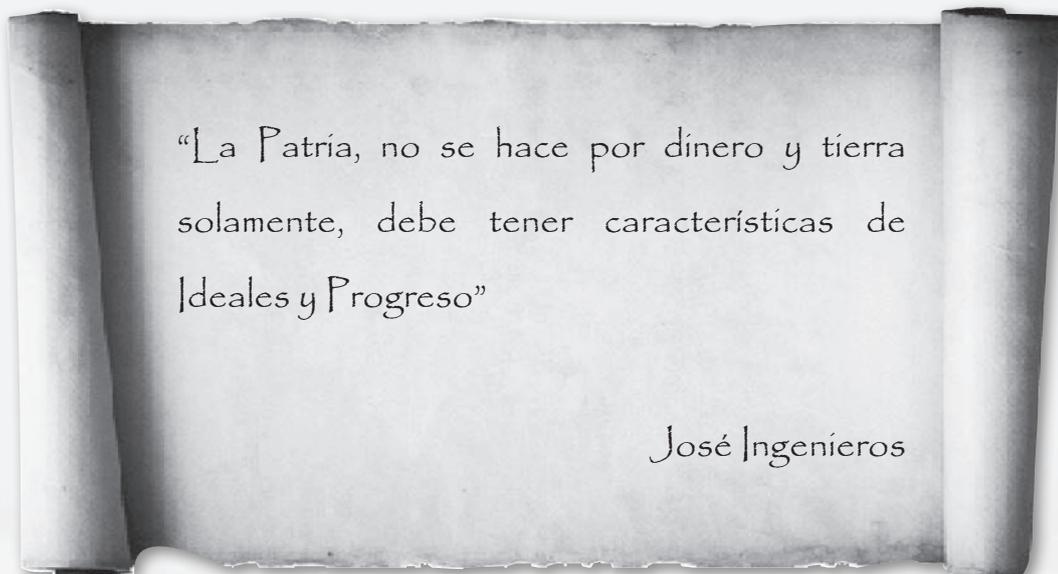
Subestaciones Eléctricas.

Test, Commissioning & Maintenance.

Test, & measurement equipment.

Electrificación Rural.

E-mail: emerson.aruquipa@gmail.com



**DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOLIVIA**

■ Danira Rodrigo Alfred - AFCSE / José Salazar Trigo - INPROLEC CHILE

**Resumen:**

En esta publicación se presenta una propuesta metodológica para determinar los Límites de comportamiento del Sistema de Transmisión de Bolivia, de las Líneas del Sistema Troncal de Interconexión, para que de esta forma se incentive a mejorar la Calidad del Servicio de Transmisión de energía eléctrica para disponer de un servicio con los atributos y características suficientes para satisfacer las necesidades de los usuarios del mismo. La metodología se ha realizado mediante el análisis con dos métodos, estos son: Estadístico y Simulación Montecarlo. Se analizaron datos estadísticos considerando inicialmente todos los datos registrados denominando alternativa (A), y posteriormente se han eliminado los valores más altos registrados tanto para el tiempo de duración y el número de veces de cada desconexión por componente denominando alternativa (B) del Sistema de Transmisión registrados en forma anual.

**Palabras clave:** Limite exigido, limite admitido, número y duración de las desconexiones, estadística y simulación montecarlo.

**Introducción:**

La regulación de la calidad de transmisión está basada en el Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT) de la Ley de Electricidad de Bolivia, la cual se mide a través de los índices de calidad que contabilizan el número y duración de las desconexiones, según las siguientes definiciones:

- Límite Exigido: comportamiento aprobado por la ex Superintendencia de Electricidad (SDE) actualmente la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE) como el óptimo reconocido y que tiene correspondencia con el monto aprobado para cubrir sus costos de operación, mantenimiento y administración.
- Límite Autorizado: comportamiento mínimo admisible, para que el transmisor ejerza la Licencia de Transmisión.

El RCT establece los Factores de Reducción de las Remuneraciones al Transmisor, determinados para cada año y componente, según las siguientes

expresiones:

a) Factor de Reducción por desviación en la frecuencia de desconexiones FRN:

$$FRN = \frac{Nr - Ne}{Na - Ne} * F1 \quad (1.1)$$

Donde:

Nr: Número registrado de Desconexiones del componente en el periodo anual considerado.

Ne: Número exigido de Desconexiones del componente en el periodo anual considerado.

Na: Número autorizado de Desconexiones del componente en el periodo anual considerado.

F1: Factor de ponderación de las reducciones por frecuencia de desconexiones de componentes.

Si  $Nr < Ne$  entonces  $FRN = 0$

Si  $Nr > Na$  entonces  $FRN = 1$

b) Factor de reducción por desviación en la duración Media de Desconexiones FDR:

$$FRD = \frac{Dr - De}{Da - De} * F2 \quad (1.2)$$



Donde:

Dr: Duración media registrada de las Desconexiones del componente en el periodo anual considerado.

De: Duración media exigida de las Desconexiones del componente en el periodo anual considerado [minutos].

Da: Duración media autorizada de las Desconexiones del componente en el periodo anual considerado [minutos].

F2: Factor de ponderación de las reducciones por Duración Media de desconexiones de componentes [minutos].

$$\begin{aligned} \text{Si } Dr < De \text{ entonces } FRD &= 0 \\ \text{Si } Dr > Da \text{ entonces } FRD &= F2 \\ F1 + F2 &= 1 \end{aligned}$$

De acuerdo al Artículo 7 del RCT, los límites de comportamiento de los Componentes del Sistema de Transmisión pertenecientes a un Transmisor son aprobados por la AFCSE en base a un estudio externo realizado por un periodo de (4) años, por una consultora autorizada por la AFCSE y contratada por el o los Transmisores. El estudio debe tomar en cuenta los registros estadísticos, las características de los componentes e información complementaria presentada por los Transmisores. De acuerdo al Artículo 8 del RCT, la medición de la calidad del servicio de Transmisión que serán calculados anualmente se realiza tomando en cuenta lo siguiente:

a) Frecuencia de Desconexiones del Componente:

N = Número de Desconexiones

b) Duración Media de Desconexiones del Componente:

$$D = \frac{\text{Duración de las desconexiones [minutos]}}{\text{Número de desconexiones}} \quad (1.3)$$

Índices atribuibles al Transmisor: Se registran y contabilizan únicamente las Desconexiones atribuibles al transmisor con las excepciones mencionadas en el artículo 19 del RCT. Para el caso de las líneas de transmisión no se

contabilizan las Desconexiones con reconexiones automáticas exitosas, se contabilizan como una sola Desconexión las aperturas y reconexiones atribuibles a una misma falla.

Índices atribuibles a Usuarios del Sistema de Transmisión o Terceros: Se registran y contabilizan sin excepción y en forma independiente para cada Agente del Mercado, todas las Desconexiones atribuibles a Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados y terceros.

No se contabilizan Desconexiones causadas por requerimientos operativos del Sistema Interconectado Nacional dispuestos por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

De acuerdo al Artículo 25 del RCT, para calcular los montos de reducción en las remuneraciones al Transmisor, se determinan tomando en cuenta los factores de reducción (FRN y FRD), de la remuneración por comportamiento de cada componente, lo cual se aplican como máximo sobre el diez por ciento (10%) del costo anual reconocido para la operación, mantenimiento y administración de cada componente (tramo de línea). El monto total de reducción en la remuneración del Transmisor será la sumatoria de los montos de reducciones en las remuneraciones aplicadas a todos sus componentes.

En caso de obtenerse  $Nr > Na$  y  $Dr > Da$ , la AFCSE podrá aplicar la sanción establecida en el Reglamento de Infracciones y Sanciones de la Ley de Electricidad. El monto de las sanciones por este concepto será depositado en una cuenta bancaria establecida por la AFCSE, con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

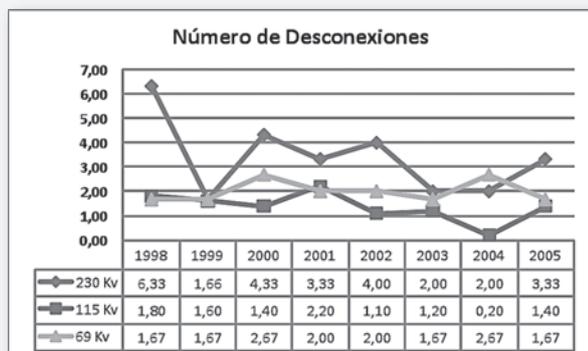
Los Factores de Reducción de las Remuneraciones al Transmisor, son determinados cada año y por componente de acuerdo a los índices de calidad registrados<sup>1</sup>.



## II. Problemática

De acuerdo al RCT los índices de calidad permiten calificar el comportamiento de los Componentes del Sistema de Transmisión, el transmisor es el responsable de la calidad del servicio de Transmisión dentro de los límites definidos y aprobados como satisfactorios y suficientes para el comportamiento de cada uno de sus componentes individuales. Para describir la problemática es necesario hacer un análisis de los datos proporcionados por la AFCSE. A continuación se observa el comportamiento del promedio del número de desconexiones y tiempo de desconexiones para líneas de transmisión en los tres niveles de tensión existentes en el STI en un periodo de ocho años, desde la aprobación del RCT 1997 hasta el año 2005.

GRÁFICO 2.1 REGISTRO DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN PERTENECIENTES AL STI



En el Gráfico 2.1 se observa una disminución en el número promedio de desconexiones en las líneas de 230 kV y 115 kV. Sin embargo el comportamiento de las líneas de 69 kV, muestra un comportamiento que no tiene una clara tendencia en el periodo de aplicación del RCT.

GRÁFICO 2.2 REGISTRO DE TIEMPO DE DESCONEXIONES DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN PERTENECIENTES AL STI



En el Gráfico 2.2 se observa un decremento del tiempo promedio de las desconexiones para las líneas en los tres niveles de voltaje. Sin embargo se observa en los últimos años un fuerte incremento de este índice en las líneas de 115 kV y 230 kV, debido a la ocurrencia de una falla en la línea de transmisión San José - Vinto que tuvo una duración de 199.31 minutos, registrada en fecha 18 de julio de 2003 que ocasionó el colapso de todo el SIN.

Los gráficos 2.1 y 2.2 mostrados anteriormente muestran el número de desconexiones y tiempo de desconexiones promedio por nivel de tensión; se observa el comportamiento de los indicadores del Sistema de Transmisión y todos estos registros si tuvieron una tendencia descendente durante los primeros años, al final del periodo no muestra una tendencia clara hacia la mejora de la calidad.

Actualmente el (RCT) no tiene una metodología clara para determinar los límites de comportamiento del Sistema de Transmisión, por lo que no se tienen señales para un óptimo comportamiento del Sistema de Transmisión.

En los gráficos anteriores, se observa que no tiene un comportamiento claro de tendencia de los indicadores es por esta razón que es necesario proponer una metodología alternativa que nos permita determinar los límites de comportamiento, y hacer posible que los indicadores posteriores a la aplicación de esta propuesta se mantengan dentro de un margen razonable o en el mejor de los casos que el número de interrupciones y tiempo de interrupciones disminuya.

## III. Formulación del Problema

En vista de que los descuentos por indisponibilidad del transportista son muy reducidos, estos agentes no tienen los incentivos para mejorar las condiciones técnicas y operativas de sus instalaciones.

**III.1. Hipótesis**

Se propone calcular los límites de comportamiento del Sistema de Transmisión de las Líneas pertenecientes al STI, para que de esta forma mejore la calidad del Servicio de Transmisión. El modificar los límites de comportamiento del Sistema de Transmisión hará que el transmisor tenga los incentivos necesarios para mejorar el Servicio de Transmisión.

**III.2. Tesis**

A través de índices determinados o calculados mediante Método Estadístico y Simulación de Montecarlo, se determinarán los índices calculados con los cuales los transmisores tendrán los incentivos para mejorar sus instalaciones. Las variables a ser estudiadas son:

- Número de Desconexiones
- Duración de las Desconexiones

**IV. Cálculo de los Límites de Comportamiento**

**IV.1. Aplicación del Método Estadístico**

Como su nombre lo indica se realizó el análisis de los Límites de Comportamiento aplicando conceptos de estadística, basado en los registros del Tiempo de Desconexiones y Número, individuales de cada línea de transmisión.

**CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE LA DURACIÓN DE DESCONEXIONES**

A continuación se describe el proceso de cálculo de los índices de Duración de las Desconexiones para la Línea de Transmisión Carrasco – Guaracachi. Un proceso similar se efectúa para el resto de las líneas.

**Alternativa A:** Se toma en cuenta todos los datos registrados en el periodo de 1997 a 2005 (8 años).

$X_i$  = Son todos los valores registrados del Tiempo de Desconexiones durante el periodo de ocho años.

$n_i$  = Número de veces que se encuentra repetida la variable  $X_i$ , conocida como frecuencia absoluta.

$n$  = Número total de datos.

$N_i$  = Frecuencia absoluta acumulada.

$h_i$  = Frecuencia relativa: Relación entre la frecuencia absoluta y el número total de datos.

$H_i$  = Frecuencia relativa acumulada.

**Ejemplo de Cálculo**

**Etapa 1.** Se utilizó los datos estadísticos específicos del tiempo de duración de cada una de las desconexiones registradas por año y se resumió en una tabla aplicando los conceptos de estadística, como se observa en la siguiente tabla:

TABLA 4.1 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DE LA DURACIÓN DE LAS DESCONEXIONES

$X_i$	$n_i$	$N_i$	$h_i$	$H_i$	$x_i \cdot n_i$	$X_i^2 \cdot n_i$
0	1	1	0.053	0.053	0	0.00
1	7	8	0.368	0.421	7	7.00
1.15	1	9	0.053	0.474	1.15	1.32
2.13	1	10	0.053	0.526	2.13	4.54
3	1	11	0.053	0.579	3	9.00
3.3	1	12	0.053	0.632	3.3	10.89
3.6	1	13	0.053	0.684	3.6	12.96
5.33	1	14	0.053	0.737	5.33	28.41
5.75	1	15	0.053	0.789	5.75	33.06
33.57	1	16	0.053	0.842	33.57	1126.94
34.2	1	17	0.053	0.895	34.2	1169.64
40	1	18	0.053	0.947	40	1600.00
203	1	19	0.053	1.000	203	41209.00
$\Sigma$	<b>19</b>		<b>1.000</b>		<b>342.03</b>	<b>45212.77</b>

**Etapa 2.** De la Tabla 4.1 se determina la media aritmética, mediante las siguientes relaciones:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot n_i}{n} = \frac{342.03}{19} = 18.0016$$

**Etapa 3.** Posteriormente se debe calcular la varianza, para determinar la dispersión de los datos, mediante la siguiente ecuación:

$$S^2 = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n X_i^2 \cdot n_i - \left( \sum_{i=1}^n X_i \cdot n_i \right)^2}{n(n-1)}$$



Reemplazando datos, se tiene:

$$S^2 = \frac{19 \cdot 45212.766 - (342.03)^2}{19(19-1)}$$

$$S^2 = 2169.7603$$

Desviación estándar, es la raíz cuadrada de la varianza, dando como resultado:

$$S = 46.5807$$

Se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\bar{X} = 18.0016 \quad S = 46.5807$$

**Determinación de De:** Es el valor de la media aritmética ( $De = \bar{X}$ ), es decir:  $De = 18$

**Determinación de Da:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Da = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Da = 65$

Se observa que el Tiempo de Desconexiones de acuerdo a los registros esta en un rango de 0 a 203 minutos, como la varianza es mayor a la media significa que existe una gran dispersión en los datos o que algún valor es mayor que la dispersión, por lo que se elimina de los datos a ser analizados los valores mayores.

**Alternativa B:** Se eliminan los valores que están muy alejados de la media y esto se observa en la varianza que muestra una gran dispersión en los datos registrados en el periodo de ocho años.

El procedimiento de cálculo es el mismo que el utilizado para la alternativa A; sin embargo los resultados son los siguientes:

$$\bar{X} = 7,724 \quad S = 13,128$$

**Determinación de De:** Es el valor de la media aritmética ( $De = \bar{X}$ ), es decir:  $De = 8$

**Determinación de Da:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Da = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Da = 21$

Se realizó este procedimiento para todas las Líneas del Sistema de Transmisión, para el tiempo de

Duración de Desconexiones de forma individual siguiendo los mismos pasos.

### CÁLCULO DE LOS LÍMITES DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES

A continuación se describe el proceso de cálculo de los índices de Número de las Desconexiones para la Línea de Transmisión Carrasco – Guaracachi. Un proceso similar se efectúa para el resto de las líneas.

**Alternativa A:** Se toma en cuenta todos los datos registrados en el periodo de 1997 a 2005 (8 años), el método estadístico comprende las mismas variables estadísticas que en el cálculo de los límites de duración de las desconexiones.

**Etapa 1.** Se utilizó los datos estadísticos detallados del número de desconexiones de cada una de las indisponibilidades registradas por año y se resume en la siguiente tabla:

TABLA 4.2 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES

xi	ni	Ni	Hi	Hi	xi*ni	Xi^2*ni
0	1	1	0.125	0.125	0	0
1	1	2	0.125	0.25	1	1
2	3	5	0.375	0.625	6	12
3	2	7	0.25	0.875	6	18
5	1	8	0.125	1	5	25
$\Sigma$	8		1		18	56

**Etapa 2.** De la Tabla 4.2 se determina la media aritmética, mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot n_i}{n} = \frac{18}{8} = 2.25$$

**Etapa 3.** Posteriormente se debe calcular la varianza, y la desviación estándar para determinar la dispersión de los datos.

$$S^2 = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n X_i^2 \cdot n_i - \left( \sum_{i=1}^n X_i \cdot n_i \right)^2}{n(n-1)}$$

$$S^2 = \frac{8 \cdot 56 - (18)^2}{8(8-1)} = 2.214$$



Desviación estándar, es la raíz cuadrada de la varianza:

$$S = 1.488$$

Se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\bar{X} = 2.25 \quad S = 1.488$$

**Determinación de Ne:** Es el valor de la media aritmética ( $Ne = \bar{X}$ ), es decir:  $Ne = 2$

**Determinación de Na:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Na = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Na = 4$

**Alternativa B:** Como se eliminó los valores mayores por la dispersión de los datos en el tiempo de duración de desconexión, se debe eliminar el número registrado correspondiente a ese valor. El procedimiento de cálculo es el mismo que el utilizado para la alternativa A; sin embargo los resultados son los siguientes:

$$\bar{X} = 2.125 \quad S = 1.49$$

**Determinación de Ne:** Es el valor de la media aritmética ( $Ne = \bar{X}$ ), es decir:  $Ne = 2$

**Determinación de Na:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Na = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Na = 4$

Se realizó este procedimiento para todas las Líneas de Transmisión, para el Número de Desconexiones de forma individual siguiendo los mismos pasos. Los valores propuestos por este método de los límites de comportamiento tanto para la alternativa A y B se muestran a continuación:

TABLA 4.3 LIMITES DE COMPORTAMIENTO MÉTODO ESTADÍSTICO

N°	Línea	Tensión	ESTADÍSTICO							
			Alternativa A				Alternativa B			
			Ne	Na	De	Da	Ne	Na	De	Da
1	Carrasco - Guaracachi	230 KV	2	4	18	65	2	4	8	21
2	Carrasco - San José	230 KV	6	10	3	7	6	10	2	5
3	San José - Vinto	230 KV	2	3	27	78	2	3	11	30
4	Santa Isabel - Arocaagua	115 KV	1	2	5	17	1	2	1	2
5	Arocaagua - Valle Hermoso	115 KV	1	2	46	161	0	1	5	15
6	Catavi - Potosí	115 KV	2	4	9	34	2	3	4	9
7	Valle Hermoso - Catavi	115 KV	4	6	47	193	3	5	3	7
8	Vinto - Catavi	115 KV	1	2	4	14	1	2	1	3
9	Santa Isabel - Corani	115 KV	1	2	52	191	1	1	8	22
10	Corani - Valle Hermoso	115 KV	1	2	7	22	1	1	3	9
11	Vinto - Kenko	115 KV	2	3	30	100	1	2	1	2
12	Santa Isabel - San José	115 KV	2	4	104	284	2	3	22	54
13	Valle Hermoso - Vinto	115 KV	1	2	13	38	1	2	6	16
14	Karachapampa - Aranzuez	69 KV	4	5	1	2	4	5	1	2
15	Karachapampa - Potosí	69 KV	1	3	5	17	1	3	5	17
16	Potosí - Punathana	69 KV	1	2	2	4	1	2	1	2

## V. Aplicación del Método con simulación de Montecarlo

Para este análisis se realizó la simulación de Montecarlo utilizando el modelo computacional "Crystal Ball" para determinar los Límites de Comportamiento relacionando la duración con el número de desconexiones, basado en los registros del número y tiempo de desconexiones individuales de cada línea de transmisión. El modelo Crystal Ball es incluido dentro la hoja electrónica Excel como una propiedad más, éste tiene la ventaja de realizar simulaciones y de elegir la mejor función a la que se ajusten los datos.

### CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE LA DURACIÓN DE DESCONEXIONES

**Alternativa A:** Ejemplo: Línea Carrasco - Guaracachi

**Etapa 1.** Se tomó en cuenta todos los registros anuales del Número y Duración de Desconexión de acuerdo a la información proporcionada por la AFCSE, se tienen 8 datos registrados y se repiten dos veces más las muestras porque el software acepta como mínimo 20 datos para poder realizar cualquier operación, esto se observa en la Tabla 5.1.

TABLA 5.1 DATOS REGISTRADOS

Dr	Dm
3	68.38
3	26.00
2	2.30
1	1.00
5	8.20
0	0.00
2	3.38
2	3.17
3	68.38
3	26.00
2	2.30
1	1.00
5	8.20
0	0.00
2	3.38
2	3.17
2	3.38
2	3.17

**Etapa 2.** Se debe extraer la tabla de datos estadísticos sobre el número de desconexiones para posteriormente relacionar las dos variables



(tiempo y número de desconexiones).

TABLA 5.2 FRECUENCIA DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES

Datos Estadísticos		
xi	hi	ni
0	0.125	1
1	0.125	1
2	0.375	3
3	0.25	2
5	0.125	1
		8

**Etap 3.** Utilizando los datos de la Etapa 1 debemos elegir con ayuda del software la mejor función de ajuste para estos valores, se obtiene la siguiente tabla:

TABLA 5.3 ELECCIÓN DE LA MEJOR FUNCIÓN DE AJUSTE

Data Series:	1
Chi-squared p-value:	0.00763509
Distribution:	143.984.464
Best fit:	Lognormal
Normal	5,49E-07
Triangular	9,37E-04
Lognormal	0.00763509
Uniform	5,49E-07
Exponential	0.00062753
Weibull	3,28E-01
Beta	3,28E-01
Gamma	0.00181245
Logistic	6,48E-04
Pareto	N/A
Extreme Value	0.00017956

Las medidas de distribución normal parecen ser distribuidas alrededor de un valor real, estos tipos de variaciones están fuera de control humano, son normales y pueden ser descritas por la función densidad de probabilidad.

**Etap 4.** Para relacionar las dos variables, se construyó la Tabla (8.4), ésta indica específicamente cuanto durará cada desconexión y también se observa el tiempo total de desconexión. Es necesario utilizar la condición "o" excluyente, aplicando la función que eligió el software y

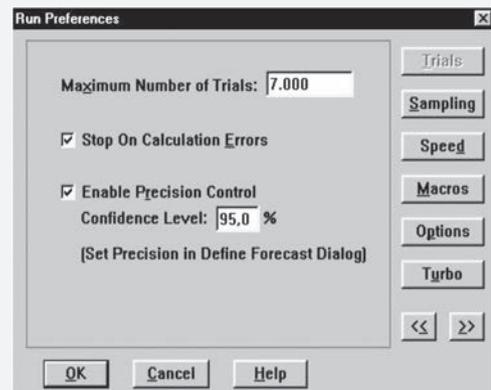
colocando los parámetros de la función.

TABLA 5.4 SIMULACIÓN DE LA DURACIÓN DE LAS DESCONEXIONES RELACIONADAS AL NÚMERO DE INDISPONIBILIDAD

Número de Fallas Pronosticadas	Nº de falla	Tiempo de Desconexiones					Time Total
		1	2	3	4	5	
2	0	0					0
	1	=SI(\$M\$18=\$N19;CB.Lognormal(16.52;40.65;0.69;117);0)					
	2	4.81	21.8				26.65759
	3	0	0	0			0
	4	0	0	0	0		0
	5	0	0	0	0	0	0
							26.65759

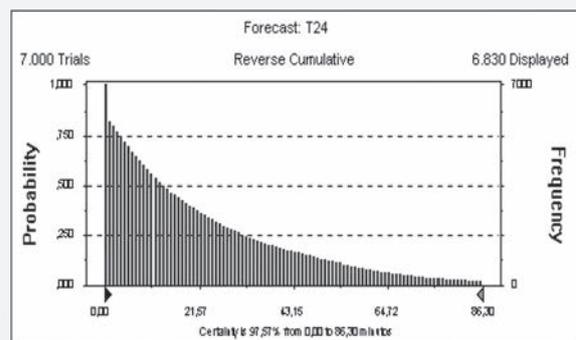
**Etap 5.** Para realizar la simulación se debe elegir el número de veces que se realizará la simulación, se realizaron simulaciones en el rango de 5000 a 10000 simulaciones con un valor de error entre 0.36% y 0.25% respectivamente. La simulación para 7000 corridas en un tiempo de 2 minutos de ejecución con un error de 0.23%.

GRÁFICO 5.1 PARÁMETROS PARA REALIZAR LA SIMULACIÓN



**Etap 6.** El resultado de la simulación se obtiene gráficamente y se tienen los parámetros estadísticos de nuestro interés la media aritmética y la desviación estándar en la tabla 5.5.

GRÁFICO 5.2 PROBABILIDAD DE DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN



TABLA

5.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Statistic	Value
Trials	7000
<b>Mean</b>	<b>21,5</b>
Median	12,95
Mode	0
<b>Standard Deviation</b>	<b>24,36</b>
Variance	593,23
Skewness	1,75
Kurtosis	6,8
Coeff. Of Variability	1,13
Range Minimum	0
Range Maximum	184,29
Range Width	184,29
Mean Std. Error	0,29

La Tabla 5.5 es el resumen de la simulación para este ejemplo y los valores de interés son los valores escritos con negrita y resaltado, es decir la media aritmética y la desviación estándar

**Determinación de De:** Es el valor de la media aritmética obtenido mediante la simulación de Montecarlo. ( $De = \bar{X}$ ), es decir:  $De = 22$

**Determinación de Da:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Da = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Da = 46$

**Alternativa B:**

En la alternativa B se eliminaron los valores más altos registrados del número y duración de desconexión de cada línea porque en el primer análisis existe mucha dispersión de los datos, esto se observa en el valor de la desviación estándar. Posteriormente los conceptos para determinar los límites exigido y admitido son los mismos que los utilizados en el método estadístico.

Ejemplo: Línea Carrasco – Guaracachi

**Etap 1.** Se realizó el mismo procedimiento que en la etapa 1 de la alternativa A, además se eliminó los valores que la desconexión duró un tiempo largo, esto se observa en la tabla 5.6.

TABLA 5.6 DATOS REGISTRADOS

Dr	Dm
2	1.07
3	26
2	2.3
1	1
5	8.2
0	0
2	3.38
2	3.17
2	1.07
3	26
2	2.3
1	1
5	8.2
0	0
2	3.38
2	3.17
2	1.07
3	26
2	2.3
1	1
5	8.2
0	0
2	3.38
2	3.17

**Etap 2.** Se debe extraer la tabla de datos estadísticos sobre el número de desconexiones para posteriormente relacionar las dos variables (tiempo y número de desconexiones).

TABLA 5.7 FRECUENCIA DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES

Datos Estadísticos		
xi	hi	ni
0	0.125	1
1	0.125	1
2	0.500	4
3	0.125	1
5	0.125	1
		8

**Etap 3.** Utilizando los datos de la Etapa 1 debemos elegir con ayuda del software la mejor función de ajuste para estos valores, se obtiene la siguiente tabla:

TABLA 5.8 ELECCIÓN DE LA MEJOR FUNCIÓN DE AJUSTE

Data Series:	1
Chi-squared p-value	0.111610214
Distribution:	0
Best fit:	Exponential
Normal	5,49E-06
Triangular	3,28E-01
Lognormal	0.049787068
Uniform	5,49E-06
Exponential	0.111610214
Weibull	0.01430588
Beta	0.000239615
Gamma	0.01430588
Logistic	0.00017956
Pareto	N/A
Extreme Value	0.049787068



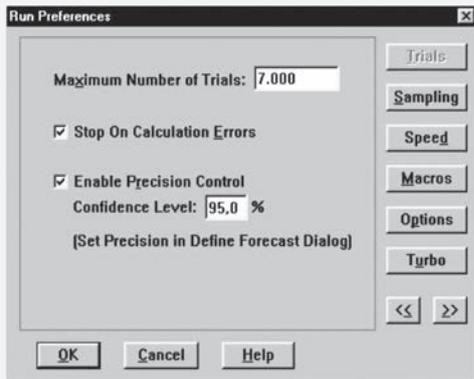
**Etap 4.** Para relacionar las dos variables, se construyó la Tabla (5.9), esta indica específicamente cuanto durará cada desconexión y también se observa el tiempo total de desconexión.

TABLA 5.9 SIMULACIÓN DE LA DURACIÓN DE LAS DESCONEXIONES RELACIONADAS AL NÚMERO DE INDISPONIBILIDAD

Fallas de Fallas Pronosticadas	Nº de falla	Tiempo de Desconexiones					Time Total
		1	2	3	4	5	
3	0	0					0
	1	0					0
	2	0	0				0
	3	0,89	4,40	1,68			6,96873539
=SI(\$M\$18=\$N22;CB.Exponential(0,17,0,9);0)							0
							6,96873539

**Etap 5.** Se realizaron simulaciones en el rango de 5000 a 10000 simulaciones con un valor de error entre 0.19% y 0.095% respectivamente. La simulación para 7000 corridas en un tiempo de 2 minutos de ejecución con un error de 0.09%.

GRÁFICO 5.3 PARÁMETROS PARA REALIZAR LA SIMULACIÓN



**Etap 6.** El resultado de la simulación se obtiene gráficamente y se tienen los parámetros estadísticos de nuestro interés la media aritmética y la desviación estándar en la tabla 5.10.

GRÁFICO 5.4 PROBABILIDAD DE DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

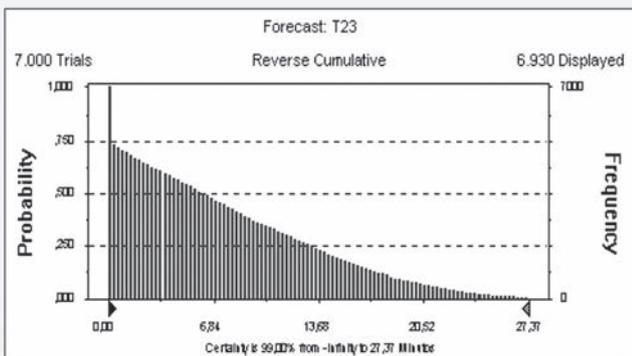


TABLA 5.10 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Statistic	Value
<b>Trials</b>	7000
<b>Mean</b>	<b>7,68</b>
Median	6
Mode	0
<b>Standard Deviation</b>	<b>7,53</b>
Variance	56,73
Skewness	0,76
Kurtosis	2,65
Coeff. Of Variability	0,98
Range Minimum	0
Range Maximum	32,47
Range Width	32,47
Mean Std. Error	0,09

La tabla (5.10) es el resumen de la simulación para este ejemplo y los valores de interés son los valores escritos con negritas y marcados, es decir la Media Aritmética y la Desviación Estándar.

**Determinación de De:** Es el valor de la media aritmética obtenido mediante la simulación de Montecarlo. ( $De = \bar{X}$ ), es decir  $De = 8$

**Determinación de Da:** Es el valor obtenido de la adición de la media aritmética y la desviación estándar ( $Da = \bar{X} + S$ ), es decir:  $Da = 15$

**CÁLCULO DE LOS LÍMITES DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES**

Número de Desconexiones: Se considera el cálculo estadístico para ambas alternativas.

Se realizó este procedimiento para todas las Líneas de Transmisión, para el Número de Desconexiones de forma individual siguiendo los mismos pasos.

Los valores propuestos por este método de los límites de comportamiento tanto para la alternativa A y B se muestran a continuación:



TABLA 5.11 LÍMITES DE COMPORTAMIENTO MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO

Nº	Línea	Tensión	MONTECARLO							
			Alternativa A				Alternativa B			
			Ne	Na	De	Da	Ne	Na	De	Da
1	Carrasco - Guaracachi	230 KV	2	4	22	46	2	4	8	15
2	Carrasco - San José	230 KV	6	10	15	27	6	10	9	13
3	San Jose - Vinto	230 KV	2	3	41	82	2	3	15	27
4	Santa Isabel - Arocagua	115 KV	1	2	3	11	1	2	0	1
5	Arocagua - Valle Hermoso	115 KV	1	2	20	68	0	1	1	2
6	Catavi - Potosí	115 KV	2	4	18	41	2	3	3	7
7	Valle Hermoso - Catavi	115 KV	4	6	4	8	2	5	8	14
8	Vinto - Catavi	115 KV	1	2	4	8	1	2	3	5
9	Santa Isabel - Corani	115 KV	1	2	39	91	1	1	11	20
10	Corani - Valle Hermoso	115 KV	1	2	3	11	1	1	4	7
11	Vinto - Kenko	115 KV	2	3	32	77	1	2	2	4
12	Santa Isabel - San José	115 KV	2	4	210	443	2	3	9	27
13	Valle Hermoso - Vinto	115 KV	1	2	5	14	1	2	1	5
14	Karachipampa - Aranjuez	69 KV	4	5	5	6	4	5	5	6
15	Karachipampa - Potosí	69 KV	1	3	5	13	1	3	2	7
16	Potosí - Punutuma	69 KV	1	2	1	2	1	2	1	2

Para determinar el valor de los factores de Reducción en las Remuneraciones No se modificaron los conceptos de cálculo.

## VI. Reducción en las remuneraciones

Para determinar cuál hubiera sido la reducción en la remuneración al aplicar los límites de comportamiento propuestos exigido y admitido tanto para el número y la duración de las desconexiones a los **(FRN)** Factor de Reducción por Desviación en la Frecuencia de Desconexiones y el **(FRD)** Factor de Reducción por Desviación en la Duración Media de Desconexiones, los cuales fueron descritos en el numeral I, se obtuvo la siguiente tabla comparativa de reducciones en la remuneración aplicando los métodos descritos anteriormente y la reducción real que aplicó en gestiones pasadas la ex SSDE actualmente la AFCSE. El monto total de reducción en la remuneración del Transmisor es la sumatoria de los montos de reducciones en las remuneraciones aplicadas a todos sus componentes.

TABLA 6.1 COMPARACIÓN DE LA REDUCCIÓN EN LAS REMUNERACIONES POR GESTIÓN [Bolivianos]

AÑO	Real	Método Propuesto
	Total Penalizado	Montecarlo
	SSDE (Bs.-)	Alternativa A (Bs.-)
1997 - 1998	316.928,88	948.740,59
1998 - 1999	237.516,94	275.493,30
1999 - 2000	222.387,23	802.147,64
2000 - 2001	128.017,69	922.921,99
2001 - 2002	275.005,65	1.492.788,90
2002 - 2003	381.061,25	220.055,10
2003 - 2004	0,00	93.370,00
2004 - 2005	220.702,79	402.210,96

## VII. Conclusiones:

De acuerdo al análisis realizado se propone determinar los Límites de Comportamiento utilizando el Método Estadístico para calcular los índices Ne y Na y el Método de simulación de Montecarlo para determinar los índices De y Da, de la alternativa A.

Al utilizar esta metodología propuesta para determinar los Límites de comportamiento hará que el transmisor tenga los incentivos necesarios para mejorar el servicio de Transmisión de Electricidad de Bolivia.

TABLA 7.1 LÍMITES DE COMPORTAMIENTO PROPUESTOS

Nº	MÉTODOS		ESTADÍSTICO		MONTECARLO	
	Línea	Tensión	Ne	Na	De	Da
1	Carrasco - Guaracachi	230 KV	2	4	22	46
2	Carrasco - San José	230 KV	6	10	15	27
3	San Jose - Vinto	230 KV	2	3	41	82
4	Santa Isabel - Arocagua	115 KV	1	2	3	11
5	Arocagua - Valle Hermoso	115 KV	1	2	20	68
6	Catavi - Potosí	115 KV	2	4	18	41
7	Valle Hermoso - Catavi	115 KV	4	6	4	8
8	Vinto - Catavi	115 KV	1	2	4	8
9	Santa Isabel - Corani	115 KV	1	2	39	91
10	Corani - Valle Hermoso	115 KV	1	2	3	11
11	Vinto - Kenko	115 KV	2	3	32	77
12	Santa Isabel - San José	115 KV	2	4	210	443
13	Valle Hermoso - Vinto	115 KV	1	2	5	14
14	Karachipampa - Aranjuez	69 KV	4	5	5	6
15	Karachipampa - Potosí	69 KV	1	3	5	13
16	Potosí - Punutuma	69 KV	1	2	1	2

## BIBLIOGRAFÍA

1. BILLINTON Roy, "Power System Reliability Evaluation", Canadá, Editorial Gordon and Breach, Science Publishers, 1968.
2. SHAMBLIN, Jame, STEVENS, G, "Investigación de Operaciones un Enfoque Fundamental", México, Editorial MacGraw Hill, 1975.
3. ELECTRICAL ENGINEERING AND ELECTRONICS, "Power System Reliability Evaluation", Institute of Science and Technology, University of Manchester, 1981.
4. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo



- Noviembre/96-Octubre/97", La Paz, 1997.
5. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/97-Octubre/98", La Paz, 1998.
  6. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/98-Octubre/99", La Paz, 1999.
  7. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/99-Octubre/00", La Paz, 2000.
  8. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/00-Octubre/01", La Paz, 2001.
  9. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/01-Octubre/02", La Paz, 2002.
  10. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/02-Octubre/03", La Paz, 2003.
  11. Informe SSDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/03-Octubre/04", La Paz, 2004.
  12. Informe TDE, "Informe de Reducción en las Remuneraciones del Transmisor, Periodo Noviembre/04-Octubre/05", La Paz, 2005.
  13. Software CRYSTALL BALL 2000, Microsoft Office 2000.
  14. Informes SSDE, "Calidad en el Sistema de Transmisión, Periodo Noviembre1997-Octubre/2005", La Paz, 1997 – 2005.



**Ing. Danira Rodrigo Alfred**

Nació en la ciudad de La Paz, Ing. Eléctrica Titulada de la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA), con especialización en Aplicación de las Energías Renovables, Universidad Politécnica de Cataluña, España.

Trabajos Realizados: SERCOTEG S.R.L, MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA.

Actualmente se desempeña como consultora individual de línea en la Autoridad de Fiscalización de Control Social de Electricidad.

Áreas de interés: Sistemas de Potencia, Sistemas de Automatización y Control, Energías Renovables entre otras.

**José Antonio Salazar Trigo**

Nacido en Cochabamba, Ingeniero. Electricista titulado en la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA), Magister en Sistemas de Control - Universidad Católica de Chile.

Ex Presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga, Docente en la UMSA y Asesor de Tesis y Trabajos de Investigación. Sénior Member IEEE. Sus áreas de interés son: Control y Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Lógica Difusa, Sistemas Expertos e Ing. Biomecánica.

"Un libro abierto, es un cerebro que habla; cerrado, un amigo que espera; olvidado un alma que perdona y destruido un corazón que llora"

Proverbio Hindú



## “UN MÉTODO DE FLUJO DE POTENCIAS TRIFÁSICO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”

Ing. Benjamín N. Mamani Laruta.

**Departamento de Ingeniería y Proyectos – Multitarea S.R.L.**

M. Cs. Ing. Gervacio García Apaza.

■ **Docente Titular – Universidad Mayor de San Andrés.**

### RESUMEN.

En este Artículo se presenta un Programa Computacional Interactivo denominado “Flujo de Potencia Radial”, siendo Intuitivo y con base a análisis de gráficos como el perfil de tensiones. Incorporándose algoritmos especializados. El flujo de potencia trifásico en Media Tensión utilizado corresponde a un algoritmo basado en Sistemas Topológicamente Radiales. Al realizar comparaciones entre métodos tradicionales y especializados y al analizar su rapidez y eficiencia, se implementa el Método “Suma de Potencias”. La aplicación ofrece a personas dedicadas e interesadas en Redes de Distribución, una herramienta para el estudio, diseño y la planificación en sistemas eléctricos de distribución.

### 1. ESTUDIOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

El estudio en sistemas eléctricos de Transmisión o Distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en estado estacionario. El presente proyecto tiene como alcance al estudio y/o análisis de Redes de Distribución en Media Tensión. En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red; Flujos de Potencia en todas las líneas y pérdidas en los transformadores. Estudios de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes buscando resolver problemas de Operación Económica, Regulación de Tensión, como en la Planificación de nuevos sistemas. Incrementando su eficiencia y mejorando la administración de la energía.

Estos algoritmos están basados fundamentalmente en los métodos tradicionales como son los métodos Gauss Seidel y Newton Raphson. Estos algoritmos han sido diseñados para Sistemas de Transmisión, por lo que en su modelación están implícitas sus características: Desequilibrios Despreciables, Transposiciones, alto valor de la relación X/R y Susceptancias Capacitivas, entre otros. Esto hace

que la aplicación de estos algoritmos en sistemas de distribución no de buenos resultados y no se llegue a la Convergencia.

Las decisiones basadas en estos estudios pueden alejarse del óptimo provocando malos servicios y mayores costos a la Empresa Distribuidora.

En el desarrollo de Algoritmos Especializados para sistemas radiales se contempla sus propias características. Por lo cual se presenta un algoritmo, orientado a satisfacer las necesidades expuestas, estos modelos realizan el análisis para cada fase, uno de los objetivos específicos de este trabajo es el análisis para sistemas trifásicos, considerando la Programación Orientada a Objetos.

### 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las redes de distribución presentan características particulares, que los diferencian de los sistemas de transmisión. Como ser: Las Topologías Radiales. Implicando que el flujo de potencia nace de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red.



Otra Característica son las Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas y trifásicas). Cargas de distinta naturaleza. Líneas con resistencia comparable a su reactancia y Líneas sin transposiciones por ser líneas cortas menores a 50 Km., Esto también genera desequilibrio.

### 3. ELECCIÓN DEL MÉTODO.

Se desarrollaron flujos de potencia especializados para Sistemas de Transmisión y de Distribución. Por lo cual se analizarán los distintos métodos existentes. Primeramente se analizan los métodos tradicionales y luego los métodos especialmente contruidos para sistemas radiales. En la elección de un método se debe tomar en cuenta la Rapidez de Convergencia, Uso de Memoria y Tiempo de Procesamiento estos dos últimos no son considerables con el desarrollo actual en computadoras. El más importante es la Convergencia ya que es inherente al Número de Iteraciones en flujos de potencia.

#### 3.1 MÉTODOS TRADICIONALES DE FLUJO DE POTENCIA.

El método Gauss Seidel Indirecto aplicado en sistemas de distribución tiene como ventajas el poco requerimiento de memoria ya que la matriz Admitancia nodal "Y" es muy dispersa debido a la radialidad lo que lleva a su simple programación. Como desventaja es el ser insensible a las tensiones iniciales y su lenta convergencia, esto se debe principalmente a que la matriz "Y" es dispersa, los valores de la diagonal principal son pequeños. El perfil de tensiones de la siguiente iteración es inversamente proporcional a estos valores, por lo cual se producen grandes oscilaciones en la tensión haciendo lenta la convergencia.

El método Newton Raphson Completo y sus Versiones Desacopladas son ampliamente conocidos por sus excelentes características de convergencia, especialmente las versiones desacopladas esto como ventaja. La mayor

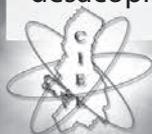
desventaja del método completo consiste en tener que calcular e invertir para cada iteración la matriz Jacobiana, que es aproximadamente cuatro veces el tamaño de la matriz Admitancia nodal "Y" siendo también disperso, pero se puede utilizar técnicas de bifactorización en su inversión, reduciendo los tiempos de procesamiento; sin embargo siguen siendo excesivos para sistemas radiales.

Las versiones desacopladas realizan aproximaciones que simplifican la matriz Jacobiana, haciendo menor el tiempo de cada iteración, estas aproximaciones consideran un alto valor de la razón X/R, lo que no es efectivo en sistemas de distribución.

El método Gauss Seidel Directo es el más confiable, como ventaja tiene que rara vez no llega a la convergencia, el proceso global converge más rápido, es menos dependiente del tamaño del sistema. Ya que la matriz de impedancia nodal "Z" es llena siendo su principal desventaja la gran memoria requerida para almacenar esta matriz. Este problema puede ser solucionado almacenando la matriz de Admitancia Nodal e invirtiéndola en cada iteración para obtener la matriz de impedancia nodal, esto produce carga computacional. Siendo estudiado por Rojas, se informa de buenos logros. Pero no se informa sobre los tiempos computacionales, cantidad de memoria y rapidez de convergencia, datos necesarios para hacer una buena comparación.

#### 3.2 MÉTODOS DE FLUJO DE POTENCIA RADIAL ESPECIALIZADOS

Los métodos de Flujo de Potencia Radial han sido perfeccionados y su principal característica es el aprovechamiento de la topología radial de los sistemas de distribución. Estos métodos son una extensión de la forma general del método Gauss Seidel. El Método Escalonado resuelve la red aguas arriba hacia el nodo fuente, la subestación, supone inicialmente un perfil de tensiones y aplicando las



leyes de corriente y voltaje de Kirchoff hasta llegar al nodo fuente. Determinando así su voltaje. El error obtenido entre este valor y el especificado se sumará al perfil de tensiones supuesto así se obtiene un nuevo perfil de tensiones para la siguiente iteración. La convergencia se lograra cuando el voltaje que resulte del nodo fuente sea el especificado.

Los métodos Suma de Corrientes y Suma de Potencias constan de dos procesos: Aguas Arriba y Aguas Abajo. En el proceso aguas arriba, previamente supuesto un perfil de tensiones, se calculan las corrientes "Suma de Corrientes" o las potencias nodales "Suma de Potencias". En el proceso aguas abajo se obtienen nuevos valores para las tensiones, estos valores son los que se utilizará la próxima iteración. Finalmente, la Convergencia se observa en el voltaje. Estos métodos muestran mejores características de convergencia, rapidez y confiabilidad. Al realizar una comparación sobre estos métodos, se observaron pequeñas diferencias en el Número de Iteraciones en sistemas no muy cargados.

Al incrementar la carga el Método Suma de Potencias es más robusto ya que la convergencia es mejor. De manera concluyente el Método Suma de Potencias es el más óptimo para desarrollar un algoritmo para Flujos de Potencia Radial.

#### 4. MÉTODO SUMA DE POTENCIAS

En el estudio y análisis de sistemas de distribución es necesario determinar el estado eléctrico de operación de la red. Un parámetro importante son los voltajes en los distintos nodos o puntos de alimentación, Barras.

En la figura N.1 se muestra el diagrama unifilar de un alimentador radial. Entonces se reconoce una barra P-Q donde la potencia Aparente esta especificado. Una barra SNACK, es en el cual se especifica la magnitud y el ángulo del voltaje.

En redes de distribución es la barra de origen. Una red de distribución es considerada como una red pasiva por no existir la barra P-V, generación.

El método Suma de Potencias usa como datos conocidos a los valores de Tensión en fuente, Potencia Activa y Potencia Reactiva en cada rama, la Longitud Internodal y los valores de Resistencia y Reactancia.

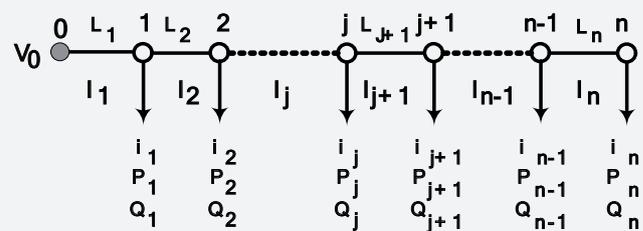


Figura 1. Diagrama Unifilar de un Alimentador Radial.

El método Suma de Potencias es una técnica para Flujo de Potencia Radial, en el cual se incorporan las características de los sistemas eléctricos, La Radialidad, Desbalances, Acoplamientos, entre otros, éste método es Iterativo, distinguiéndose dos procesos, el Cálculo de las Potencias Nodales en el análisis aguas arriba de la red donde las Cargas y las Pérdidas son calculadas y sumadas y el Cálculo de los Voltajes Nodales aguas abajo mediante una ecuación de cuarto grado para el módulo y una ecuación explícita para el ángulo, estos dos procesos se incorporan en una misma Iteración. Rudnick y Harnisch, reportan y describen el método Suma de Potencias y el Método Simplificado de este, formulando sus respectivas ecuaciones.

En la figura N.2 se muestra un segmento de un alimentador al cual son aplicadas estas ecuaciones.

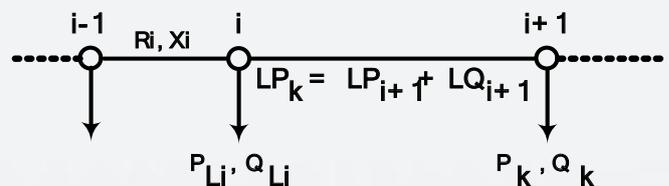


Figura 2. Alimentador Radial.



Las Ecuaciones Mencionadas son:

$$Error = \left| V_i^{k+1} - V_i^k \right| \quad k: N^{\circ} \text{ de Iteración} \quad (1)$$

$$V_i^4 + A_i V_i^2 + B_i = 0 \quad (2)$$

$$A_i = 2 \left( P_{i,i} R_{i,i} + Q_{i,i} X_{i,i} \right) - V_{i-1}^2 \quad (3)$$

$$B_i = \left( P_i^2 + Q_i^2 \right) \left( R_i^2 + X_i^2 \right) \quad (4)$$

$$Tg\beta_i = \frac{\left( P_{i,i} R_{i,i} - Q_{i,i} X_{i,i} \right)}{\left( P_{i,i} R_{i,i} + Q_{i,i} X_{i,i} + V_i^2 \right)} \quad (5)$$

$$\beta_i = \text{Ang} \left( V_{i-1} \right) - \text{Ang} \left( V_i \right) \quad (6)$$

$$P_i = P_{Li} + \sum_{k=1}^{NA_i} P_k + \sum_{k=1}^{NA_i} R_k \left( \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \right) \quad (7)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum_{k=1}^{NA_i} Q_k + \sum_{k=1}^{NA_i} X_k \left( \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \right) \quad (8)$$

En el Proceso aguas arriba se determinan las potencias equivalentes activas y reactivas incluyendo perdidas empleando las ecuaciones (7) y (8). El proceso aguas abajo consiste en determinar las nuevas tensiones para cada nodo, mediante las ecuaciones (2), (3) y (4), utilizando para ello las potencias equivalentes antes calculadas. Todos estos valores se encuentran en por unidad.

La convergencia se comprueba solo con las magnitudes de tensión en cada nodo mediante la primera ecuación donde el superíndice "K" indica el numero de iteración. Si el error es mayor al especificado en una barra se vuelven a calcular las potencias equivalentes con las nuevas perdidas. Una vez alcanzado la convergencia, se pueden calcular los ángulos respectivos con las ecuaciones (5) y (6). Este proceso es replicado en la aplicación denominada "Flujo de potencia Radial".

## 5. REGULACIÓN DE TENSIÓN.

En los sistemas de distribución y considerando el control de Tensiones y de Potencia Reactiva.

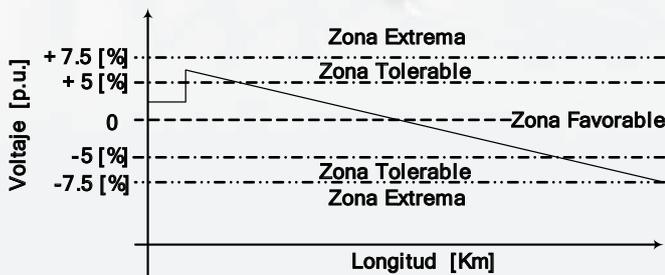
Concluyendo en la calidad de los sistemas de distribución, encontrándose en función de la cantidad de interrupciones y el lograr mantener los Niveles de Voltaje en los límites apropiados para el consumidor final. Por consideraciones económicas no se puede suministrar energía con un voltaje constante e igual al voltaje nominal. Debiéndose mantener los niveles de voltaje dentro los rangos establecidos.

En varios países se adopta las normas ANSI. En nuestro país se considera al Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad en el Ámbito de Aplicación, norma el servicio público de suministro de electricidad, prestado por el Distribuidor a Consumidores Regulados. Teniendo como Obligación el prestar el servicio público de suministro de electricidad en las condiciones establecidas en la Ley de Electricidad.

El Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad en su Artículo 2, establece los NIVELES DE CALIDAD, en función de la cantidad de usuarios, ubicándose en un área urbana o rural.

En Media Tensión, el suministro en el punto de entrega de energía se fija entre los siguientes rangos. Para el nivel de calidad 1 se tiene +/- 7,5 [%]. En las calidades 2 y 3, +/- 9 [%] como máximos y mínimos.

El programa fue desarrollado para Calidad 1, dentro el área urbana y en condiciones de máxima carga, estableciendo tres zonas en el perfil de tensiones, la zona favorable entre +/- 5 por ciento, en el cual los niveles de tensión son óptimos, la zona Tolerable entre 5 y 7,5 por ciento, donde los niveles de caída de tensión son elevados y la zona Extrema por encima de 7,5 por ciento, estas condiciones son de carácter temporario. Por lo tanto la aplicación fue desarrollada para mantener los niveles de caída de tensión dentro del 5 por ciento, considerando ese 2,5 por ciento como reserva del sistema en baja tensión.



**Figura 3.** Perfil de Tensiones

**6. CONTROL DE VOLTAJE.**

Existen varias maneras para mejorar el nivel de voltaje. Una de las alternativas es Constructivamente se traduce en incrementar el calibre del conductor o cambiando un alimentador monofásico por uno trifásicos.

El Balanceo de cargas, en un sistema trifásico permite evitar Sub-tensiones y Sobre-tensiones, asimismo disminuye el nivel de perdidas de potencia. La transferencia de carga a nuevos alimentadores, disminuir la carga en el alimentador, subiendo los niveles de voltaje en los nodos de la red.

El Aumento del nivel de voltaje primario se produce en la red una disminución de la magnitud de la corriente eléctrica, por lo cual disminuye las caídas de tensión en la red. La aplicación de Reguladores de voltaje conectados como equipos auxiliares en la red, es la alternativa después de variar los tap´s de los Transformadores de Distribución.

Los Capacitores en derivación, es otra alternativa adoptada en la mejora de perfil de voltaje. Estos se instalan sobre el alimentador y a veces en la barra de la subestación para tener un factor de potencia económico.

Los Capacitores en serie con la línea, disminuyen la reactancia de la línea, lográndose disminuir las caídas de tensión en la red. La aplicación considera como soluciones para el control de voltaje Banco de Capacitores en Derivación y Puesto de Banco de Reguladores Automáticos de Voltaje.

**7. INFORMACIÓN COMPUTACIONAL**

La Aplicación FLUJO DE POTENCIA RADIAL determina en un primer módulo Flujo de Potencias, considerando el Método de Suma de Potencias en Redes de Distribución, permitiendo calcular las caídas de tensión, flujos de carga, Tensiones de Nodo, Corriente de Nodo, Regulación de Voltaje, las perdidas y también la potencia entregada y Recibida en cada Nodo.

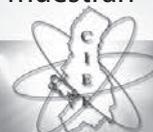
En un sistema Equilibrado o Desequilibrado, todo esto en una sola operación. Los perfiles de tensión son graficados en pantalla, mostrándose de manera Independiente y así mismo de manera Comparativa en las tres fases.

Los módulos Ubicación Óptima de Condensadores en paralelo y Reguladores Automáticos de Voltaje sugieren maneras de minimizar pérdidas en el sistema de distribución. Los módulos accesorios: Crear Hoja de Datos, Ver Hoja de Datos, Abrir un Estudio Existente, Crear Sistema Radial, Ver Sistema Radial y Ver Perfil de Tensiones son también de gran utilidad. Así mismo se muestra en pantalla los resultados obtenidos y los Perfiles de Tensión, del sistema en Estudio. Estos reportes también pueden ser almacenados en archivos y/o ser impresos.

La aplicación desarrollada fue empaquetada para generar un archivo ejecutable, el cual permite la instalación de esta, creando un icono de "Acceso Directo" en el Escritorio y también en el Menú de inicio.

Al ejecutar el acceso directo inicialmente se muestra, la presentación del programa esta pantalla es de corta duración y posteriormente la ventana principal de trabajo, esta se encuentra subdividida en tres secciones.

La Barra de menús que contiene menús desplegables donde se encuentran comandos de ejecución. Las barras de herramientas muestran



las principales funciones de edición, navegación y análisis representados por un icono, y La ventana principal en el que se muestra las Ventanas de las distintas Aplicaciones.

La barra de Menú Principal presenta cuatro menús desplegables, El menú "archivo", que contiene los comandos "Crear una Hoja de Datos" nueva para el análisis, "Ver Una Hoja de Datos" existente en el sistema, el comando "Abrir un Estudio" existente el cual fue almacenado en el sistema y "Opciones de Impresión", así mismo nos permite "Salir" de aplicación.

El menú "análisis", contiene los comandos para ejecutar el "Flujo de Potencias", y el comando de Cálculo de "Banco de Capacitores" y "Reguladores Automáticos de Voltaje".

El menú "gráficos", permite "Ver red Radial" el cual se encuentra almacenado en el sistema con la extensión dwg, con el comando "Crear Red Radial", se extrae las características de la Red de la hoja de datos y es exportado a AutoCad.

El modulo "Ver Perfil de Tensiones", Estos son exportados a la aplicación desde un formato PDF. El menú "ayuda", con los comandos de "Ayuda" se da acceso a la versión electrónica del Manual de Referencia y el comando "Acerca de..." muestra la información específica referida al Programa, mencionado la aplicación en la que fue desarrollada y otras características.

La Barra de Herramientas muestra iconos representativos para cada función, las que fueron mencionados anteriormente por lo tanto serán solo mencionadas el icono Salir de La Aplicación, crear hoja de datos, ver hoja de datos, El icono abrir un estudio existente, el icono de calculo de flujo de potencias.

El cálculo de banco de capacitores y ravs, el icono crear sistema radial. Ver sistema radial. Y por ultimo el icono ver perfil de tensiones.

En la figura N. 4 se muestra la estructura de la aplicación.

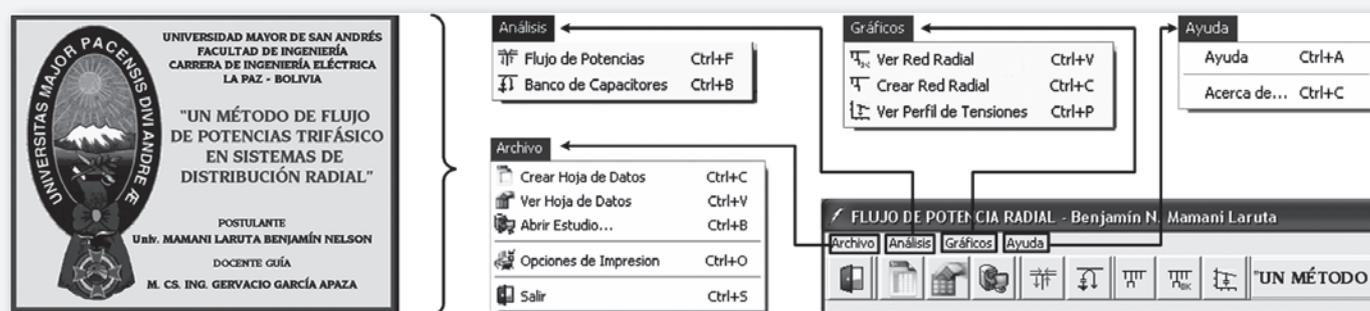


Figura 4. Estructura de la Aplicación FLUJO DE POTENCIA RADIAL.

## 8. APLICACIÓN DEL PROGRAMA

Como una aplicación se presenta el Sistema – Denominado 17 Nodos donde, se presenta las especificaciones Topológicas y de Carga, como Potencia Activa y Reactiva en una sola fase, que son mostradas en la tabla N.-1, por lo cual se considerara estos datos para las tres fases tratándose como un sistema equilibrado.



Tramo	L [Km.]	r [Ω/Km.]	x [Ω /Km.]	P [KW]	Q [KVAR]
1	0.177	0.3679	0.4717	765	435
2	0.177	0.3679	0.4717	120	75
3	0.165	0.3679	0.4717	120	90
4	0.188	0.3679	0.4717	150	90
5	0.210	0.3679	0.4717	300	165
6	0.175	0.3679	0.4717	135	60
7	0.252	0.5552	0.5089	135	60
8	0.270	0.4493	0.4965	120	75
9	0.291	0.4493	0.4965	135	75
10	0.291	0.4493	0.4965	120	75
11	0.269	0.5552	0.5089	120	60
12	0.252	0.5552	0.5089	135	75
13	0.270	0.4493	0.4965	105	60
14	0.270	0.4493	0.4965	105	60
15	0.270	0.4493	0.4965	105	60
16	0.270	0.4493	0.4965	90	45
17	0.270	0.4493	0.4965	90	45

**Tabla 1.** Sistema – 17 Nodos.

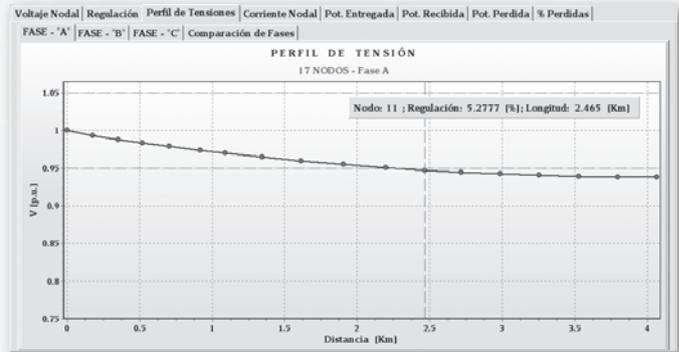
La distribución de energía en Media Tensión, se la realiza con 12 [KV], la Tensión Base de 6,928 [KV], la Potencia Base de 100 [KVA], con una Regulación del ± 5 [%] y con un Error de Convergencia de 0,000001 ( $\epsilon_{err}=1*10^{-6}$ ). Con estos datos se ejecutó el programa de "FLUJO DE POTENCIA RADIAL", obteniéndose la convergencia en la Tercera Iteración.

La aplicación además de mostrar los resultados en pantalla permite almacenar esta información en un archivo Excel, el cual posee características particulares.

La hoja de Resultados obtenidos contiene en la cabecera el nombre del archivo, la cantidad de iteraciones realizadas por cada fase hasta lograr la convergencia, así mismo se contiene el número de tramos, la tensión en el nodo fuente, la tensión base y la potencia base de trabajo.

Así mismo se muestra el voltaje nodal, identificando el nodo y la tensión tanto en por unidad y en kilovoltios con su ángulo correspondiente.

En la misma aplicación se puede apreciar Los valores de regulación en el perfil de tensiones graficado, estos resultados son mostrados en la siguiente figura.



**Figura 5.** Estructura de la Aplicación

**FLUJO DE POTENCIA RADIAL.**

Donde se puede apreciar que en el nodo 11 se tiene 5,27 por ciento de regulación, por lo tanto es necesario el contar con un Banco de Capacitores en Derivación en el nodo 10. Con esto se asegura que posteriormente los usuarios del nodo 17 tendrán una regulación máxima del 5 por ciento. También se muestra las corrientes nodales, identificando el nodo correspondiente y las corriente en por unidad y sus ángulos.

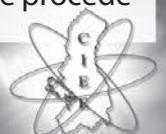
La potencia entregada en cada nodo, identificado por el tramo tanto potencias Activas y Reactivas, siendo su característica el subíndice "e". La potencia recibida en cada nodo, identificado por el tramo las potencias activas y reactivas, su característica es el subíndice "r".

Las pérdidas de potencia activa y reactiva identificado por el tramo, en una fila adicional se muestra la suma de todas estas pérdidas. Y el porcentaje de pérdidas de potencia Activa y Reactiva para cada una de las fases las cuales son mostradas en la Tabla N.-2.

PÉRDIDAS [%]	Fase - "A"	Fase - "B"	Fase - "C"
POTENCIA ACTIVA	2.498	2.498	2.498
POTENCIA REACTIVA	5.1247	5.1247	5.1247

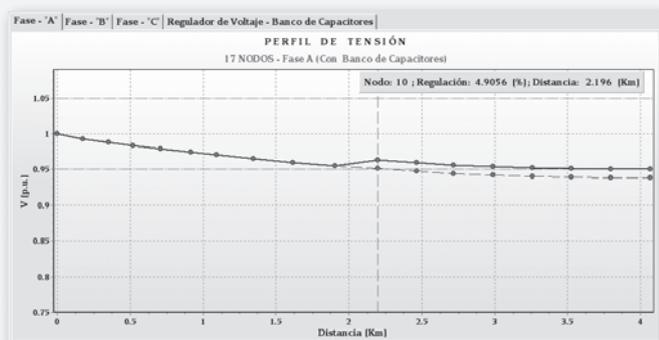
**Tabla 2.** Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva.

En la aplicación y ejecutando el modulo de calculo de banco de capacitores y reguladores, se procede



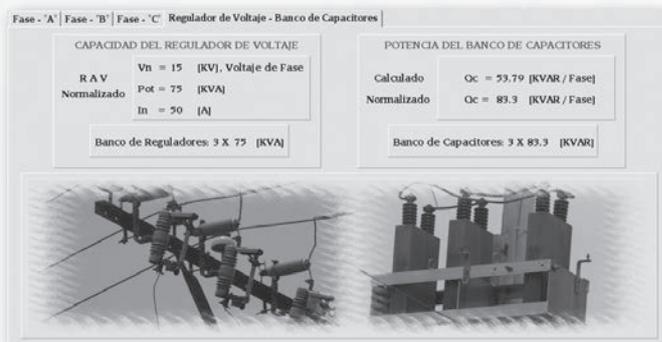
a seleccionar La hoja de resultados obtenidos 17 Nodos, el sistema de manera interna analiza estos resultados esencialmente los relacionados con la regulación, para realizar el calculo respectivo. Seguidamente se muestra el perfil de tensiones, la curva con trazo segmentado corresponde al perfil sin banco de condensadores, por encima se tiene el nuevo perfil, considerando el banco de capacitores en derivación. En el nodo 10, teniendo la regulación de 4,9 % a una distancia de 2.196 metros del nodo fuente donde se deberá considerar este banco.

Las fases "B" y "C" poseen el mismo perfil de tensión ya que son las mismas cargas esto se muestra en la figura N. 6.



**Figura 6.** Perfil de Tensión Fase "A" con Banco de Capacitores – 17 Nodos.

En una pestaña adicional se muestra la "Capacidad del Regulador de Voltaje" y la "Potencia del Banco de Capacitores", el sistema realiza una análisis de cada fase considerando aquella con un mayor valor de regulación en el nodo final, para el calculo de RAV'S se determina la potencia normalizada en este caso de 75 KVA con una corriente de 50 amperios y una tensión nominal de fase de 15 KV, entonces se conformara un banco de reguladores de 3 X 75 KVA. Para la "Potencia del Banco de Capacitores" el valor calculado es de 53,79 KVAR y el valor normalizado es de 83,3 KVAR, teniendo como reserva un aproximado de 30 KVAR, por lo tanto se requiere un banco de capacitores de 3 X 83,3 KVAR, tal como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 7.** Potencia del Banco de Capacitores & RAV – 17 Nodos.

## 9. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Ekwue A. O., Johnson R. B. I., Cory B. J. Improved Load Flow Method for Distribution Systems. Proceedings of the IASTED International Symposium, High Technology in the Power Industry. Arizona Marzo de 1988.
- [2] Shirmohammadi D., Hong H. W., Semlyen A., Luo G. X.. A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. IEEE, Mayo 1988.
- [3] Brokering W. Sistemas Eléctricos de Potencia. Publicación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile, 1975.
- [4] Rudnick H. Flujos de potencia. Publicación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile, 1978.
- [5] Rojas R. Flujo de Carga para Sistemas de Distribución Eléctrica. Tesis de ingeniero, Universidad Técnica Federico Santa María, Agosto 1987.
- [6] Harnisch I. A. Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos. Publicación de la Universidad de Tarapacá, 1988.
- [7] Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 – Ley de Electricidad.

- [8] Decreto Supremo N° 26302 – Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (RSPSE).
- [9] Decreto Supremo N° 26607 – Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE).
- [10] Estudio y Análisis de Sistemas de Distribución. Gervacio García Apaza, Docente Titular de la carrera de Ingeniería Eléctrica, 2000.
- [11] Gonen Turan. Electric Power Distribution System Engineering, 1986.
- [12] Julio Eloy Suárez Rueda, Método Suma de Energías para el calculo de perdidas de energía en redes de distribución, la paz – Bolivia, 2000.

## 10. AGRADECIMIENTOS.

Este artículo corresponde a un Resumen del Proyecto de Grado Titulado: "UN MÉTODO DE FLUJO DE POTENCIAS TRIFÁSICO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL", siendo mis agradecimientos especiales y públicos al Ing. Gervacio García Apaza Tutor de este proyecto, a los Ings. José Antonio Ramírez, Walter Ramírez Criales y Samuel Nin Zabala, Miembros del Tribunal de Defensa de Proyecto de Grado y Docentes de La Facultad de Ingeniería en la carrera de Ingeniería Eléctrica, por su atención y colaboración para que este trabajo llegue a un muy buen termino, gracias.



**Ing. Benjamín N. Mamani Laruta.**

Ingeniero Electricista – Título otorgado por la U.M.S.A.; Postgrado como Especialista en Seguridad Industrial y Salud Ocupacional.

Áreas de Interés: Redes de Distribución, Sistemas Eléctricos en Redundancia, Instalaciones Industriales y Domiciliarias, Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, Cableado Estructurados de Datos, Estudio y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra y Programación Orientada a Objetos.

Email: [benjamínmamani@gmail.com](mailto:benjamínmamani@gmail.com)  
[bmamani@multitareasrl.com](mailto:bmamani@multitareasrl.com)



**M. Cs. Ing. Gervacio García Apaza**

Título otorgado por la U.M.S.A.

Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Docente Titular en las materias de Redes de Distribución y Electrónica de Potencia, en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Áreas de Interés: Sistemas de Potencia, Sistemas de Distribución, Electrónica de Potencia y Software Interactivo.

Email: [gervacio@ieee.org](mailto:gervacio@ieee.org)

**OFERTA DE ELECTRICIDAD EN BOLIVIA  
PROBLEMAS Y PERSPECTIVAS FUTURAS**

■ Enrique Gómez D'Angelo

**1. Introducción**

En el esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, la producción de electricidad está segmentada verticalmente en tres actividades: generación, transmisión y distribución.

Todas las empresas participantes son reguladas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (antes Superintendencia de Electricidad).

Por su naturaleza de monopolios naturales, la distribución y la transmisión de electricidad son reguladas con la otorgación de una rentabilidad garantizada. En cambio, para la generación de electricidad, se supone la existencia de condiciones de competencia perfecta.

Por esta razón, la generación de electricidad busca responder a los mecanismos de mercado, estableciendo tarifas a costo marginal para la potencia y la energía entregadas.

Debido al tipo de regulación, los precios con los que se remunera al distribuidor y al transportador son relativamente estables.

En cambio, los precios pagados en el mercado eléctrico de generación tenderán a oscilar: mayores precios cuando la demanda crece en relación a la oferta; menores precios cuando la demanda es inferior a la oferta; precios estables si la demanda y la oferta crecen en la misma proporción.

La teoría económica sostiene que en condiciones de competencia perfecta, el costo marginal es igual al costo medio.

Por lo tanto, la empresa que es remunerada a precios iguales al costo marginal cubre todos sus costos de producción, incluyendo un retorno adecuado a los recursos de inversión.

En consecuencia, si efectivamente los precios reflejan el costo marginal y si existen condiciones de competencia perfecta, las empresas generadoras de electricidad deberían obtener ingresos que cubran todos sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada.

En otras palabras, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden del 10 al 12% por año.

Rentabilidades superiores constituirían una atracción fuerte a nuevas inversiones y corregirían eventuales déficits de oferta. Asimismo, rentabilidades inferiores enviarán señales negativas al potencial inversionista, manteniendo congelada la oferta.

**2. Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional****2.1 Unidades existentes**

El sistema de generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por un conjunto de empresas, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas, distribuidas geográficamente, cuyas principales características se resumen a continuación:



AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
<b>TERMOELÉCTRICAS</b>		
GUARACACHI	GUARACACHI	314,27
	KARACHIPAMPA	13,91
	ARANJUEZ	43,19
	TOTAL	371,37
BULO-BULO	BULO-BULO	89,64
V. HERMOSO	CARRASCO	111,86
	VALLE HERMOSO	74,23
	TOTAL	186,09
COBEE	KENKO	18,62
GUABIRA	GUABIRA	21
<b>TOTAL TERMOELÉCTRICAS</b>		<b>686,72</b>
<b>HIDROELÉCTRICAS</b>		
COBEE	ZONGO	188,4
	MIGUILLAS	20,9
CORANI	CORANI	149,88
HIDRO BOLIVIANA	TAKESI	90,35
RIO ELÉCTRICO	YURA	19,05
SYNERGIA	KANATA	7,6
SDB	QUEHATA	1,96
<b>TOTAL HIDROELÉCTRICAS</b>		<b>478,14</b>

**Fuente:** INFORME DE LA PROGRAMACION DE MEDIANO PLAZO; PERÍODO NOVIEMBRE 2009-OCTUBRE 2013. CNDC Septiembre 15, 2009.

En este análisis se ha incluido a las empresas Guaracachi, Bulo-Bulo, Valle Hermoso, Corani, Hidroeléctrica Boliviana y Synergia. Se excluye a SDB, ya que inició su actividad como agente del mercado en el año 2008. No se incluyó la empresa COBEE por operar bajo un régimen de regulación particular que le garantiza una rentabilidad hasta el año 2008.

La empresa Guabirá es un autoprodutor y utiliza materia vegetal como combustible; se trata de un caso atípico, por lo cual ha sido también excluida. La empresa Río Eléctrico es operada por la empresa Valle Hermoso, que la toma en cuenta en sus estados financieros.

La capacidad efectiva total alcanza a 1.165 MW mientras que la capacidad efectiva de las empresas generadoras incluidas en este análisis es de 916 MW, que representan el 79% del total.

## 2.2 Unidades de generación a ser instaladas

El Plan de Expansión 2010-2020 elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) identifica como centrales de generación, cuya ejecución está comprometida en los próximos años, a las siguientes:

### GENERADORES COMPROMETIDOS EN LOS PRÓXIMOS AÑOS

FECHA	AGENTE	CENTRAL	MW
01-dic-09	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos <sup>1</sup>	26,1
01-ene-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-feb-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-mar-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-may-10	GUARACACHI	Ciclo combinado	82,0
01-jun-13	MISICUNI	Hidroeléctrica, primera fase	80,0

No se dispone de información respecto a la inversión requerida para la Fase 1 del proyecto Misicuni, la misma se estima en 110 millones de US\$, actualizados al año de puesta en marcha a una tasa anual de 12%. Por lo tanto equivalen a un costo de 1.375 US\$/kW de potencia.

Se estima que el costo de inversión de las unidades termoeléctricas de Entre Ríos es de 90 millones de US\$, a lo cual corresponde un costo medio de 862 US\$/kW. No se dispone de información respecto al costo de inversión en el ciclo combinado a ser instalado en Guaracachi.

El mismo plan de expansión, para satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda de electricidad hasta el año 2020, prevé la ejecución de proyectos adicionales de generación y transmisión de electricidad, entre los que se destacan los siguientes:

1. Estas cuatro unidades instaladas en Entre Ríos ya están en operación desde mediados del año 2010.



LOCALIZACIÓN	CENTRAL	FECHA DE INGRESO	INVERSIÓN (millones US\$)*	INVERSIÓN (US\$/kW)	POTENCIA (MW)
Tarija	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-11	25,22	741	34,02
Tarija	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-11	25,22	741	34,02
Santa Cruz	Guabirá y Yane, Biomasa	Jun-12	N.D.		39,00
Potosí	Geotermal, Laguna Colorada	Ene-14	358,82	3.588	100,00
Cochabamba	Hidroeléctrica Misicuni, Fase 2	Ene-14	102,29	2.557	40,00
Cochabamba	Hidroeléctrica San José, Fase 1	Ene-14	101,86	1.468	69,40
La Paz	Hidroeléctrica Tangara y Vilcara	Ene-15	357,18	2.135	167,30
La Paz	Hidroeléctricas río Unduavi	Dic-15	65,41	1.454	45,00
Santa Cruz	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-16	25,22	650	38,80
La Paz	Térmica a gas, LM6000PC	Dic-16	25,22	886	28,45
Santa Cruz	Hidroeléctrica Rositas	Ene-18	1.231,18	3.078	400,00
La Paz	Térmica a gas, LM6000PC	May-20	25,22	886	28,45
TOTAL			2.342,84		

\* La inversión incluye costos financieros de 10% por año.

El monto total de inversión previsto, expresado en US\$ constantes del año 2009, para los proyectos identificados en el cuadro anterior asciende a 2.342 millones de US\$; si se añade la Fase 1 del proyecto Misicuni (110 millones de US\$) y las cuatro turbinas a gas natural de Entre Ríos (90 millones de US\$), la inversión total se eleva a 2.543 millones de US\$ y se prevé su ejecución en un plazo de 10 años.

En otras palabras, se requiere invertir aproximadamente 250 millones de US\$ por año en proyectos de generación de electricidad para satisfacer la demanda prevista. Este monto no incluye las inversiones en el sistema de transmisión de electricidad ni tampoco las inversiones en la red de gasoductos.

### 3 Equilibrio demanda/oferta

#### 3.1 Funcionamiento del mercado

Como se señaló anteriormente, para la generación de electricidad se supone la existencia de condiciones de competencia perfecta. Por esta razón, la generación de electricidad busca responder a los mecanismos de mercado, estableciendo tarifas a costo marginal para la potencia y la energía entregadas.

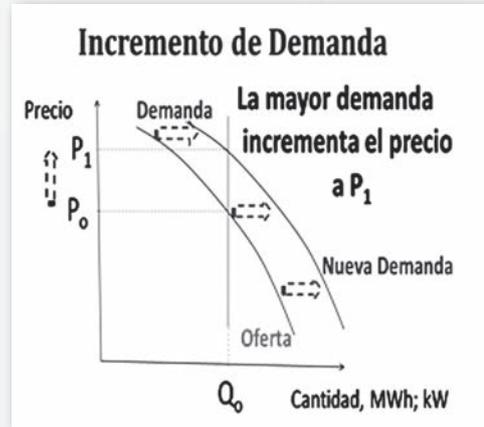
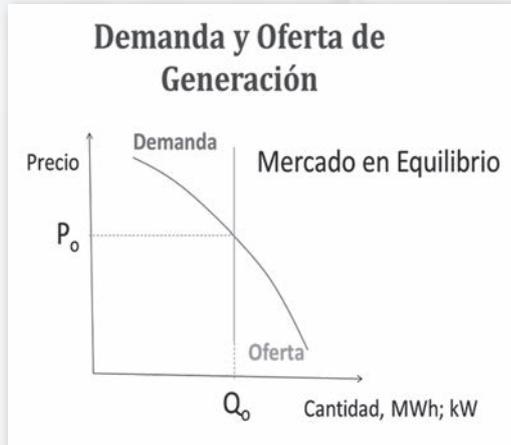
Si efectivamente los precios reflejan el costo marginal y existen condiciones de competencia perfecta, las empresas generadoras deberían tener

ingresos que cubran sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada.

La aplicación de precios inferiores al precio de equilibrio ( $P_0$ ) resultará en desequilibrio del mercado por exceso de demanda. Si por el contrario, el precio vigente es superior al precio de equilibrio, existirá un déficit de demanda.

Desajustes o variaciones de la oferta o de la





demanda también producirán desequilibrio. Un incremento de la demanda incrementará el precio de equilibrio a  $P_1$ ; a su vez esta elevación del precio incentivaré la ejecución de inversiones adicionales para expandir la oferta, puesto que los productores percibirán la oportunidad de lograr mayores ganancias al colocar su producto a un precio mayor.

El precio final de equilibrio podría retornar a su valor inicial  $P_0$  si no existen limitaciones en el suministro, como es el caso de las centrales de generación térmica cuyos componentes principales son los equipos importados del mercado internacional y el gas natural producido en Bolivia. En el caso de los equipos importados, su producción se realiza en el mercado internacional respecto al cual la demanda de Bolivia es de dimensión insignificante y por lo tanto no elevará sus precios. En el caso del gas natural, su precio en Bolivia está controlado y no puede ser superior a 1,30 US\$/MPC. Además, aún en la eventualidad de no existir un control del precio, el mismo dependerá del precio de exportación de gas natural a los países vecinos, esto es Argentina y Brasil, y nuevamente se puede decir que la demanda interna de Bolivia es de dimensión insignificante y por lo tanto no elevará sus precios.

Lo mismo no es aplicable al caso de las centrales hidroeléctricas. Es razonable suponer que las

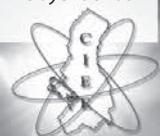
opciones de generación de hidroelectricidad más económicas (de menor costo) ya han sido explotadas. Las que a la fecha todavía no han sido aprovechadas son aquellas que por su dimensión, ubicación o características físicas son menos atractivas<sup>2</sup>. Por lo tanto, los incrementos de demanda, en el largo y mediano plazo tenderán a resultar en precios de equilibrio final cada vez más altos.

En conclusión, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden del 12% por año. Incrementos de demanda deben resultar en incrementos del precio de la potencia y la energía eléctricas. Estos incrementos pueden ser temporales para eventualmente retornar al precio inicial de equilibrio, o pueden resultar en precios de equilibrio cada vez mayores en el largo plazo.

**3.2 Resultados obtenidos en el mercado eléctrico boliviano**

Para examinar el balance entre oferta y demanda de potencia en el SIN, para el período enero 2001-diciembre 2009, se han utilizado cifras mensuales de demanda obtenidas de los anuarios estadísticos de la Superintendencia de Electricidad<sup>3</sup>.

2. Obviamente, este comentario no elimina totalmente la posibilidad de descubrir alguna opción muy atractiva de aprovechamiento de energía hidráulica previamente no utilizada. Pero esta sería la excepción, no la regla.  
3. Sección "Transacciones en el Mercado Mayorista"; Cuadro de Potencias Máximas Registradas a nivel de bornes de generación, es decir, incluyendo las pérdidas de transmisión.



La capacidad bruta disponible y las capacidades indisponibles han sido obtenidas del CNDC. Lamentablemente no se cuenta con datos de potencia no disponible para el período comprendido entre enero del 2001 y diciembre del 2003. Para esta etapa se estimó una indisponibilidad media del 7% de la capacidad bruta.

Es difícil establecer a priori qué porcentaje de reserva es adecuado para la operación de un sistema de generación de electricidad.

El nivel de reserva requerido para lograr el nivel de confiabilidad y seguridad de servicio deseados también dependerá del tamaño de las unidades generadoras y de su confiabilidad, así como de la dispersión geográfica de los centros de demanda y de oferta y de las características del sistema de transmisión que los conecta entre sí.

Para simplificar el análisis se estima que una reserva del orden del 10% de la demanda es adecuada en el sistema eléctrico boliviano, denominado Sistema Interconectado Nacional.

El gráfico a continuación muestra los resultados obtenidos para el período comprendido entre enero del 2001 y diciembre del 2009<sup>4</sup>.



El gráfico muestra una clara tendencia a disminuir el margen de reserva entre la oferta y la demanda

de electricidad iniciada a partir del año 2003. Asimismo, se verifica que hasta el año 2006 los márgenes de reserva están por encima del 20%. A partir ese año, se reduce gradualmente la reserva, alcanzando niveles inferiores al 10% en el 2009.

Esta misma tendencia hacia menores márgenes de reserva se evidencia al calcular la reserva promedio correspondiente a cada año:

**Sistema Interconectado Nacional**

Año	Reserva promedio
2001	25,4%
2002	30,9%
2003	30,8%
2004	27,7%
2005	25,3%
2006	17,3%
2007	15,7%
2008	16,2%
2009	11,1%

**Margen de reserva anual promedio**

Como se explicó anteriormente, los desplazamientos simultáneos y continuos de la demanda y de la oferta deben resultar en fluctuaciones del precio de equilibrio que tiendan a incentivar nuevas inversiones, otorgando rentabilidades más altas cuando existen déficits de oferta o rentabilidades menores cuando la oferta es excesiva. Dado que la reserva evoluciona a niveles críticos inferiores al 10% deseable, un correcto funcionamiento de los mecanismos de mercado debió elevar las tarifas percibidas por las empresas generadoras y por lo tanto sus ganancias, lo cual debería reflejarse en mayores rentabilidades para incentivar la ejecución de nuevas inversiones. A continuación se examina este tema para verificar si existió o no esta tendencia hacia precios más altos y, por ende, hacia rentabilidades mayores del sector de generación de electricidad.

4. Las cifras correspondientes a cada uno de los meses se presentan en el Anexo 2.

## 4 Precios de la electricidad

En el mercado eléctrico se hace distinción entre la energía entregada, que se expresa en MWh, y la potencia o capacidad instantánea de generación, que se expresa en kW. Para simplificar esta presentación se examinan únicamente los precios monómicos, los cuales son simplemente resultado de dividir el valor monetario total de la electricidad (energía y potencia) generada, por los MWh entregados.

En el gráfico a continuación se presentan los precios monómicos correspondientes al SIN para el período comprendido entre noviembre de 1999 a octubre del 2009. Las cifras expresadas en US\$ por MWh han sido obtenidas de la Memoria Anual 2008 del CNDC.

Se ha utilizado el tipo de cambio promedio de cada período para convertir esas cifras a Bs por MWh. De acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) elaborado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) base 2007, se ha calculado el precio monómico expresado en Bs constantes del año 2007. Para expresar estos precios en US\$ constantes se ha utilizado el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (CPI), cuya base está en los años 1982-1984<sup>5</sup>.

### PRECIO MONÓMICO DE LA ELECTRICIDAD EN EL SIN

	Nov99-Abr00	May00-Oct-00	Nov00-Abr01	May01-Oct-01	Nov01-Abr02	May02-Oct-02	Nov02-Abr03	May03-Oct-03	Nov03-Abr04	May04-Oct-04	Nov04-Abr05	May05-Oct-05	Nov05-Abr06	May06-Oct-06	Nov06-Abr07	May07-Oct-07	Nov07-Abr08	May08-Oct-08	Nov08-Abr09	May09-Oct-09
Precio monómico (US\$/MWh)	39,4	40,3	34,9	32,4	34,9	33,4	30,9	30,1	26,7	27,3	28	34,1	32,7	36,4	35,3	34,8	33,4	36,2	33,9	39,1
Tipo de cambio promedio	6,05	6,23	6,42	6,66	6,93	7,23	7,51	7,69	7,84	7,97	8,07	8,09	8,07	8,06	8,02	7,88	7,59	7,24	7,07	7,07
Precio monómico (Bs/MWh)	238	251	224	216	242	241	232	231	209	218	226	276	264	293	283	274	253	262	240	276
IPC	72,6	75	75,8	75,3	75,6	76,2	77,4	79	80,7	82,3	84,5	86,6	88,5	90,5	93,3	98,5	107	113	115	115
Precio monómico Bs constantes del año 2007	328	334	296	287	320	317	300	293	259	265	267	318	298	324	303	278	238	231	208	239
CPI	170	173	176	178	179	181	182	184	187	190	193	197	201	202	205	208	213	217	215	215
Precio monómico US\$ constantes del año 82-84	23,2	23,3	19,8	18,2	19,5	18,5	16,9	16,3	14,3	14,4	14,5	17,3	16,3	18	17,2	16,7	15,7	16,7	15,8	18,2

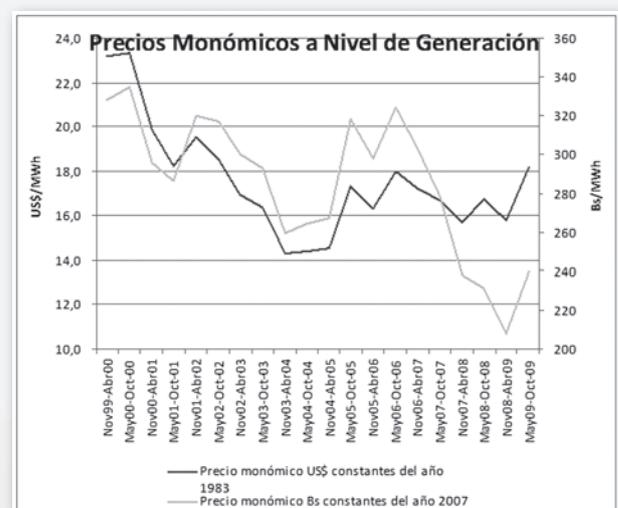
**Fuentes:** Memoria Anual 2008 CNDC y Estadísticas del INE. Los datos del CPI fueron obtenidos de [www.bls.gov/cpi/#tables](http://www.bls.gov/cpi/#tables); "Table Containing History of CPI-U U.S."

### 4.1 Precios monómicos reales

El gráfico a continuación muestra la evolución de los precios monómicos percibidos por las empresas generadoras en el mercado eléctrico boliviano, expresados en Bs constantes del año 2007 y en US\$ de los años 1982-1984.

Al examinar los precios reales expresados en US\$ se verifica que existió una tendencia descendente

5. Se utilizó el promedio aritmético de los índices de precios al consumidor del inicio y fin de cada período.



desde el año 2000 hasta el año 2004 de valores del orden de 23 US\$/MWh a 15 US\$/MWh. A partir del año 2004 los precios se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh.

Este resultado es un indicador de un funcionamiento correcto del mercado eléctrico en el período 2000-2004, cuando los elevados niveles de reserva ocasionaron un descenso en los precios; sin embargo, a partir del año 2004 el mercado eléctrico operó en forma deficiente ya que debió elevar la tarifa real en un período en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

Cuando se expresa la tarifa en Bs constantes del año 2007 el resultado es similar, si bien muestra un repunte de precios en los años 2004, 2005 y 2006, elevando el precio de 260 a 320 Bs/MWh. A partir del año 2006 la tarifa percibida por las empresas generadoras desciende de 320 a menos de 220 Bs/MWh.

Nuevamente, esta evolución constituye una señal de funcionamiento deficiente del mercado eléctrico.

Si los incrementos de precio no se dieron o fueron insuficientes, su impacto se debería percibir en una caída de las rentabilidades percibidas por las empresas generadoras; aspecto que será objeto de análisis a continuación.

## 5 Rentabilidades registradas

Para emitir una opinión respecto a la evolución de las rentabilidades percibidas por las empresas generadoras de electricidad en el SIN, se examinó los estados financieros de las empresas eléctricas generadoras: Valle Hermoso, Guaracachi, Corani, Hidroeléctrica Boliviana, Bulo-Bulo y Kanata.

El período de análisis comprende desde el año 2000 hasta el 2008. Sin embargo en algunos casos no ha sido posible acceder a la información correspondiente a los primeros años.

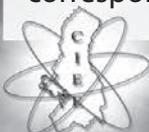
### Estados financieros disponibles

Empresa	Período
Valle Hermoso	2000-2008
Kanata	2000-2008
Guaracachi	2001-2008
Hidroeléctrica Boliviana	2001-2008
Corani	2000-2008
Bulo-Bulo	2001-2008

Se examinó la rentabilidad a los activos totales (Return on Assets [ROA]). Las rentabilidades percibidas muestran rangos de variación notables en las empresas Valle Hermoso, Hidroeléctrica Boliviana y Bulo-Bulo. Estas bruscas variaciones de la rentabilidad no pueden ser explicadas por cambios en los precios de venta de la electricidad ni tampoco por variaciones en los costos de producción.

En el caso de Valle Hermoso, la baja rentabilidad del año 2001 es resultado de un ajuste contable: se disminuyó el patrimonio en 16 millones de US\$ debido a que las 4 turbinas a gas natural dejaron de operar en la planta de esta empresa.

Hidroeléctrica Boliviana registró una elevada rentabilidad el año 2007 gracias a ingresos provenientes de la venta de certificados de carbono con un valor de 10 millones de Bs y el ajuste por inflación de 66 millones de Bs, que a partir del año 2007 se efectúa utilizando como índice de reexpresión la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV) en vez de la cotización oficial del US\$. El año 2008, su ajuste por inflación fue también elevado, de 70,8 millones de Bs, aunque su impacto fue amortiguado por un gasto extraordinario de 71,6 millones de Bs correspondientes a la amortización de gastos por emisión de bonos. Finalmente, en el año 2005 Hidroeléctrica Boliviana redujo significativamente sus gastos financieros, en comparación con los años 2004 y 2006, lo cual explica su rentabilidad relativamente más favorable.



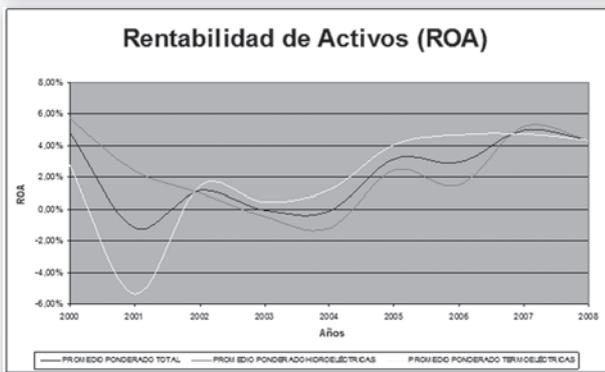
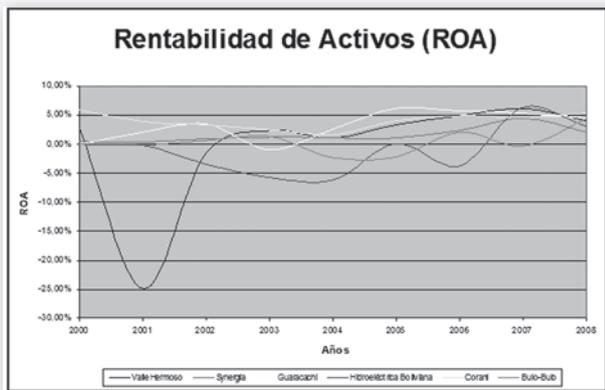
La empresa Bulo-Bulo registró rentabilidades relativamente bajas en todo el período, excepto en los años 2008 y 2006. Los resultados más favorables del año 2008 se originan en el rubro “otros ingresos” por un monto de 49 millones de Bs, provenientes principalmente del ajuste por inflación de 27 millones (a UFV) y la “diferencia de cambio” de 16 millones de Bs. Los resultados del año 2006 son también relativamente positivos gracias a ingresos extraordinarios por el cobro de un seguro de un monto de 8,7 millones de Bs.

**Rentabilidad de activos totales de las empresas generadoras**

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	2,77%	-24,83%	-1,68%	2,32%	1,13%	3,40%	4,84%	6,12%	4,04%
Synergia	0,47%	0,32%	0,97%	1,18%	1,09%	1,09%	2,33%	4,41%	2,01%
Guaracachi	N.D.	1,99%	3,43%	-0,96%	2,61%	6,20%	5,70%	5,37%	4,49%
Hidroeléctrica Boliviana	N.D.	-0,16%	-3,54%	-5,72%	-6,22%	0,14%	-3,79%	6,28%	3,02%
Corani	5,92%	3,96%	3,37%	2,55%	1,62%	4,02%	4,85%	4,59%	5,35%
Bulo-Bulo	N.D.	-0,22%	0,61%	1,28%	-2,34%	-2,17%	2,09%	-0,39%	4,30%

Si se excluye los casos arriba citados, causados por eventos particulares que afectaron los resultados financieros, se puede afirmar que las rentabilidades se mantuvieron en un rango entre 0 y 10% durante todo el período.

Para aclarar el análisis se recurrió a la rentabilidad del promedio ponderado de todas las empresas, con los resultados que se presentan en los siguientes gráficos<sup>6</sup>:



Se verifica una tendencia hacia rentabilidades más altas que se inicia el año 2004. Este resultado ratifica la impresión inicial de una operación correcta del mercado eléctrico que ante una amenaza de insuficiente oferta procura atraer nuevas inversiones elevando el precio y, por ende, la rentabilidad.

Sin embargo, a pesar de registrar rentabilidades más altas, estas son insuficientes para atraer nuevas inversiones ya que permanecen en valores inferiores al 10% anual, y por debajo del 5% anual si se considera la rentabilidad media, ratificando que estos incrementos de precio y de rentabilidad fueron insuficientes para atraer nuevas inversiones.

En consecuencia se evidencia que el mercado eléctrico intenta operar correctamente elevando las rentabilidades pero no logra el ajuste necesario para elevar los precios reales y elevar las rentabilidades a niveles suficientes como para inducir la ejecución de nuevas inversiones.

**6 Remuneración percibida e inversión correspondiente**

Un modo alternativo de examinar el grado de atracción de nuevas inversiones para la generación

6. La rentabilidad promedio fue calculada sumando la utilidad de todas las empresas y dividiendo por el valor del activo total.



hidroeléctrica es partir de los ingresos percibidos de acuerdo con las tarifas de energía y de potencia vigentes. Luego deducir de estos ingresos el costo de operación, mantenimiento y administración, para determinar el ingreso disponible como retorno a la inversión. En este análisis se excluyen los costos financieros, otros gastos y otros ingresos.

Las tarifas vigentes que perciben los generadores varían según el nodo. Una tarifa relativamente alta es la que percibe la empresa Kanata, que es de 59,266 Bs/kW-mes, y 152,006 Bs/MWh. Estas mismas tarifas, sin IVA, son de 51,56 Bs/kW-mes, y 132,25 Bs/MWh<sup>7</sup>.

Suponiendo una central hidroeléctrica de 1 MW de potencia y un factor de planta de 30% (que corresponde aproximadamente a Kanata) se obtienen ingresos anuales de 347.540 Bs por energía y 618.737 Bs por concepto de potencia, arrojando un ingreso total de 966.277 Bs/año.

Este monto anual de 966.277 Bs mantenido permanentemente correspondería a una inversión de 8.052.312 Bs, suponiendo una rentabilidad o interés anual de 12%. Con un tipo de cambio de 7,07 Bs por US\$, esta inversión equivale a 1.139 US\$/kW de potencia.

En otras palabras, si una central hidroeléctrica no tuviese ningún costo de operación, mantenimiento, administración, depreciación ni tampoco pagase impuestos a las utilidades de empresas, y tuviese un factor de planta del 30%, estaría en condiciones de pagar una inversión de hasta 1.139 US\$/kW para obtener una rentabilidad del 12% por año.

Si la empresa hidroeléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, administración equivalentes al 50% del ingreso, la inversión que

podría cubrirse ascendería sólo a 569 US\$/kW.

No es razonable suponer que exista una empresa sin los mencionados costos. De acuerdo con los estados financieros de las empresas eléctricas generadoras correspondientes a los años 2000–2008, los costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración, excluyendo costos financieros, impuestos a las Utilidades de las Empresas (IUE) y otros gastos, equivalen a un porcentaje de los ingresos por venta de electricidad que está en un rango entre un mínimo del 48% (Corani, año 2000) y valores que sobrepasan el 100% y, por lo tanto, significan pérdidas en lugar de utilidades.

Como es de esperar, los costos ocupan porcentajes mayores en el caso de las empresas termoeléctricas cuya inversión inicial es relativamente menor, pero cuyos costos operativos incluyen la compra de combustible.

Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	101%	113%	102%	82%	102%	86%	83%	81%	96%
Synergia	64%	60%	50%	54%	63%	58%	54%	58%	71%
Guaracachi	N.D.	85%	85%	94%	79%	76%	86%	85%	94%
Hidroeléctrica Boliviana	N.D.	315%	100%	93%	94%	88%	120%	74%	69%
Corani	48%	56%	49%	52%	66%	53%	51%	60%	67%
Bulo-Bulo	N.D.	65%	72%	74%	89%	86%	79%	79%	117%

**(Costo de ventas+costos operativos)/ingreso total**

Por otra parte, cada empresa hidroeléctrica tiene un factor de planta distinto. A mayor factor de planta mayor será la energía generada por kW disponible y mayor será la inversión que puede pagarse por kW.

En efecto, si bien la empresa Kanata tiene un factor de planta del orden del 30%, Hidroeléctrica Boliviana tiene un factor de planta entre el 30 y el 40% aproximadamente, y Corani tiene un factor de planta del orden del 66%.

En consecuencia, es necesario tomar en cuenta

7. Tarifas vigentes a octubre del año 2009. Transacciones Económicas. Octubre 2009. CNDC.



este factor para calcular la inversión que podría financiarse con las tarifas eléctricas vigentes a nivel de generación.

Es necesario responde a dos interrogantes. Primero, ¿qué sucede si la empresa eléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración distintos al 50% de sus ingresos por venta de electricidad? En segundo lugar, ¿cuál será el impacto si la empresa tiene un factor de planta distinto al 30%?

Para responder a estas dos interrogantes se realizó un análisis de sensibilidad suponiendo que la empresa tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración equivalentes a un rango entre el 40% y el 75% de sus ingresos; además si tiene un factor de planta entre el 30% y el 85%.

**INVERSIÓN RENTABLE POR KW DE POTENCIA (US\$/kW)**

		Gastos como porcentaje del ingreso								
		40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	
Factor de planta	30%	683	626	569	513	456	399	342	285	Kanata  H. Boliviana          Corani
	35%	724	664	604	543	483	423	362	302	
	40%	765	702	638	574	510	446	383	319	
	45%	806	739	672	605	538	470	403	336	
	50%	847	777	706	635	565	494	424	353	
	55%	888	814	740	666	592	518	444	370	
	60%	929	852	774	697	619	542	465	387	
	65%	970	889	808	728	647	566	485	404	
	70%	1.011	927	843	758	674	590	506	421	
	75%	1.052	964	877	789	701	614	526	438	
	80%	1.093	1.002	911	820	729	638	547	455	
	85%	1.134	1.039	945	850	756	661	567	472	

Los resultados se presentan en el cuadro anterior que muestra un valor máximo de inversión de 1.134 US\$/kW para una central hidroeléctrica que posee un factor de planta del 85% y cubre todos sus costos operativos con sólo el 40% de sus ingresos; valores mínimo de 285 US\$/kW cuando el factor de planta es de sólo el 30% y sus costos operativos cubren el 75% de sus ingresos.

En valores intermedios (resaltados en amarillo) pueden aproximadamente ubicarse las centrales

eléctricas de Kanata (factor de planta del 30%, costos del 50% del ingreso); Corani (factor de planta del 65%, costos del 65% del ingreso); e Hidroeléctrica Boliviana (factor de planta del 40%, costos del 70%).

En conclusión, se verifica que con los precios vigentes en el mercado eléctrico, las centrales hidroeléctricas más importantes de Bolivia no están en condiciones de financiar costos de inversión superiores a los 600 US\$/kW, si quieren tener rentabilidades del orden del 12% por año.

## 7. Nuevas centrales hidroeléctricas

De acuerdo con el Plan de Expansión del SIN 2010-2020, la central hidroeléctrica de Misicuni, Fase 2, debería entrar en operación el año 2014.

La central San José, Fase 1, el año 2014; las centrales de Tangara y Vilcara en el año 2015, las centrales en el río Unduavi en el año 2015, y la central Rositas en el año 2018.

A estas se añade la central geotérmica de Laguna Colorada que, al utilizar también una fuente energética renovable, puede recibir el mismo tratamiento que las centrales hidroeléctricas. El

Central	Inversión (000 US\$)	Potencia (MW)	Inversión (US\$/kW)	Factor de planta
Misicuni, Fase 2	102.290	40	2.557	66%
Laguna Colorada	358.818	100	3.588	93%
San José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%
Tangara y Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%

cuadro a continuación resume sus principales características económicas.

**Fuente:** Plan de Expansión del SIN 2010-2020

Por ejemplo, el proyecto San José, Fase 1, que tiene una potencia firme de 69,4 MW y un factor de planta del orden del 74%, tiene una inversión inicial de 101,9 millones de US\$, que equivale a 1.468 US\$/kW instalado.



## INVERSIÓN RENTABLE POR KW DE POTENCIA

		Gastos como porcentaje del ingreso							
		0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Factor de planta	35%	1.207	1.147	1.086	1.026	966	905	845	785
	40%	1.275	1.212	1.148	1.084	1.020	957	893	829
	45%	1.344	1.277	1.209	1.142	1.075	1.008	941	873
	50%	1.412	1.341	1.271	1.200	1.130	1.059	988	918
	55%	1.480	1.406	1.332	1.258	1.184	1.110	1.036	962
	60%	1.549	1.471	1.394	1.316	1.239	1.161	1.084	1.007
	65%	1.617	1.536	1.455	1.374	1.293	1.213	1.132	1.051
	70%	1.685	1.601	1.517	1.432	1.348	1.264	1.180	1.095
	75%	1.753	1.666	1.578	1.490	1.403	1.315	1.227	1.140
	80%	1.822	1.731	1.640	1.548	1.457	1.366	1.275	1.184
85%	1.890	1.795	1.701	1.606	1.512	1.417	1.323	1.228	
90%	1.958	1.860	1.762	1.664	1.567	1.469	1.371	1.273	

Río Unduavi

San José, Fase 1

Para que el proyecto San José, Fase 1, tenga una rentabilidad del orden del 12% por año, sería necesario que opere a costos equivalentes a menos del 20% de sus ingresos. Como se explicó anteriormente, los costos operativos de las centrales hidroeléctricas registran un rango de valores cuyo límite mínimo es del 49% del ingreso. Ciertamente es imposible reducirlos por debajo del 20% del ingreso total.

Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi, con un factor de planta del 54% e inversión estimada en 1.454 US\$/kW, requerirían reducir sus costos operativos aun más, por debajo del 5% del ingreso total, lo cual es altamente improbable.

Los otros proyectos —Misicuni, Fase 2, Laguna Colorada, Tangara y Vilcara, y Rositas— requieren inversiones superiores al máximo calculado de 1.958 US\$/kW, que corresponden a un proyecto con factor de planta del 90% y costos operativos 0 (cero). Es evidente que estos proyectos no serían rentables bajo ninguna de las hipótesis consideradas.

En conclusión, las tarifas eléctricas vigentes en el mercado mayorista invalidan la ejecución de todos los proyectos hidroeléctricos cuya construcción está prevista en los próximos años de acuerdo con las recomendaciones del Plan de Expansión del SIN 2010-2020.

Sin embargo, el mismo Plan de Expansión muestra la factibilidad económica de ejecutar dichas inversiones si se consideran precios del gas natural superiores al máximo actualmente permitido de 1,30 US\$/MPC. A continuación se analiza la hipótesis de precios del gas natural superiores a 1,30 US\$/MPC.

### 7.1 Precios del gas natural

Actualmente rige un límite máximo para el precio del gas natural utilizado para la generación de electricidad de 1,30 US\$. Dicho límite fue establecido por el Decreto Supremo 26037 de diciembre de 2000, cuya aplicación se inició en enero del año 2001.

Un ascenso del precio del gas natural superior a 1,30 US\$ elevará los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Para simplificar el análisis se supone que el precio de la

energía eléctrica es directamente proporcional al precio del gas natural.

El Plan de Expansión proporciona una estimación de los precios internacionales referenciales de exportación del gas natural a partir de los precios del gas natural en Estados Unidos, proyectados por la "Energy Information Administration" ("Henry Hub Spot Price -Precio HB—, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)), expresados en US\$ del año 2007.

Dado que 1 pie cúbico equivale aproximadamente a 1.000 BTU<sup>8</sup>, estos precios corresponden también a US\$/MPC.

Precios proyectados del gas natural

Año	US\$/MMBTU
2009	4,20
2010	5,11
2011	5,48
2012	5,60
2013	5,74
2014	5,92
2015	6,16
2016	6,38
2017	6,60
2018	6,82
2019	7,12
2020	7,47

8. British Thermal Units

A continuación se examina el precio del gas natural que requeriría cada proyecto hidroeléctrico para ser rentable, suponiendo en todos los casos la hipótesis más favorable que estima costos operativos equivalentes al 50% de sus ingresos.

El proyecto Misicuni, Fase 2, con un factor de planta del 66% y una inversión de 2.557 US\$/kW, sería rentable si la tarifa de energía se multiplica por 5. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 6,5 US\$/MPC, es decir aproximarlo a los valores vigentes en el comercio internacional a partir del año 2017, manteniendo al mismo tiempo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso.

El proyecto geotérmico de Laguna Colorada, con un factor de planta del 93% e inversión equivalente a 3.588 US\$/kW requeriría también multiplicar por 5 el precio del gas natural.

Para que el proyecto San José, Fase 1, cuyo factor de planta es del 74%, sea rentable bastaría con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 2,0, es decir aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 US\$/MPC, puesto que su inversión ha sido estimada en 1.468 US\$/kW.

Los proyectos hidroeléctricos de Tangara y Vilcara,

energía para que su inversión sea rentable al 12% anual.

Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi, también ubicados en el departamento de La Paz, con un factor de planta del 54% y una inversión de 1.454 US\$/kW, necesitarían elevar el precio de la energía multiplicándolo por 3.

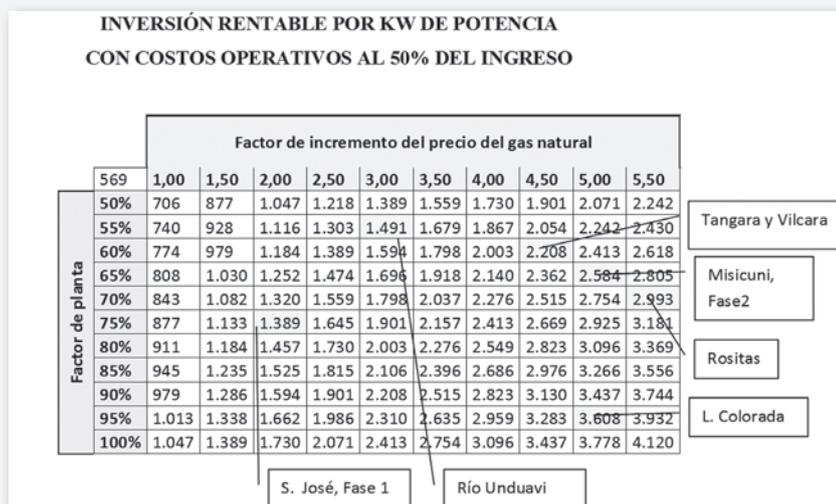
Finalmente, el proyecto hidroeléctrico de Rositas, situado sobre el río Grande, con un factor de planta del 70% e inversión de 3.078 US\$/kW, requeriría que el precio de la energía se multiplique aproximadamente por 5,5 para ser rentable.

**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS FUTURAS Y AJUSTE DEL PRECIO DEL GAS NATURAL REQUERIDO**

Central	Inversión (000 US\$)	Potencia (MW)	Inversión (US\$/kW)	Factor de planta	Factor precio energía	Precio gas (US\$/MPC)
Misicuni, Fase 2	102.290	40	2.557	66%	5,0	6,5
Laguna Colorada	358.818	100	3.588	93%	5,0	6,5
San José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%	2,0	2,6
Tangara y Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%	4,5	5,8
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%	3,0	3,9
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%	5,5	7,1

**8. Conclusiones**

De acuerdo con la teoría económica, las tarifas percibidas por las empresas generadoras de electricidad por concepto de producción de energía y de potencia deben incentivar nuevas inversiones cuando el sistema eléctrico se aproxima a condiciones de insuficiente oferta, como es actualmente el caso del SIN en Bolivia. Estas señales de mercado deben producirse con relativa anticipación tomando en cuenta los lapsos de tiempo que se requieren para diseñar nuevos emprendimientos, obtener financiamientos y ejecutar obras hidroeléctricas.



ubicados en el departamento de La Paz, con una inversión de 2.135 US\$/kW y factor de planta del 60%, requerirían multiplicar por 4,5 el precio de la

Los niveles de rentabilidad registrados por las empresas generadoras de hidroelectricidad en



Bolivia han sido marcadamente insuficientes en el período examinado, que corresponde a los años 2000-2008. La consecuencia inmediata es que no existen perspectivas de construcción de nuevas centrales hidroeléctricas a ser ejecutadas por el sector privado.

Las centrales hidroeléctricas previstas a ser construidas en los próximos años requerirían para su ejecución de tarifas eléctricas más altas en el mercado mayorista o de alguna forma de subvención.

- El proyecto Misicuni, Fase 2, sería rentable si la tarifa de energía se multiplica por 5. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 6,5 US\$/MPC, es decir aproximarlos a los valores vigentes en el comercio internacional, manteniendo al mismo tiempo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso.
- El proyecto geotérmico de Laguna Colorada requeriría de una elevación igual del precio del gas natural.
- Para que el proyecto San José, Fase 1, sea rentable bastaría con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 2,0, es decir aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 US\$/MPC.
- Los proyectos hidroeléctricos de Tangara y Vilcara requerirían multiplicar por 4,5 el precio de la energía, equivalente a un precio del gas natural de 5,8 US\$/MPC.
- Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi necesitarían elevar el precio de la energía multiplicándolo por 3, es decir un precio de 3,9 US\$/MPC para el gas natural.
- Finalmente, el proyecto hidroeléctrico de Rositas requeriría que el precio de la energía se multiplique aproximadamente por 5,5 para ser

rentable, elevando el precio del gas natural aproximadamente a 7,1 US\$/MPC.

Estos ajustes del precio del gas natural no están en contradicción con las previsiones de precio del gas natural que podría obtener Bolivia exportando a los países vecinos, especialmente si se toma en cuenta que algunos están recurriendo a la importación de gas criogénico transportado por mar, cuyo costo es relativamente alto y podría estar por encima de los niveles calculados para hacer financieramente factible cada proyecto hidroeléctrico, los cuales varían entre 2,6 y 7,1 US\$/kW.

### **Enrique Gómez D'Angelo**

Nota: Este trabajo de investigación fue financiado por el Centro de Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA)



**Enrique Gómez D'Angelo**

Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Wyoming, EEUU;

Ph.D. en Economía, Universidad Estatal de Utah, EEUU.

Fue Gerente de Planificación y Gerente General de ENDE. Actualmente se desempeña como consultor y profesor de Economía.



## ANEXO 1

### SOBRE EL MARGEN DE RESERVA DE POTENCIA RECOMENDABLE

A modo de referencia en el cuadro inferior se muestra los niveles de reserva del Plan Nacional de Electrificación 1990-2010 correspondientes a la alternativa seleccionada, denominada Caso Hidro 3.

Dicho plan fue elaborado conjuntamente por el Ente Nazionale per L'Energia Elettrica de Italia (ENEL) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Los criterios que definieron la reserva requerida fueron:

- Margen de reserva mínimo: unidad mayor
- Confiabilidad: LOLP = 5 días por año (LOLP = Loss of Load Probability)

### CASO HIDRO 3

Año	Demanda		Equipamiento	Potencia efectiva (MW)	Potencia adicional (MW)			Reserva	
	MW	GWh			Térmica	Hidro	Total	MW	%
1990	408	1904	1 T.G Sta. Cruz-20 MW	426	20		446	38	9,30%
1991	445	2077	2 T.G Cochabamba-20 MW	426	60		486	41	9,20%
1992	466	2177	1 T.G Cochabamba-20 MW	426	80		506	40	8,60%
1993	488	2276	20 Sta. Cruz + 20,4 Zongo	418	100	20	538	50	10,20%
1994	511	2388	1 T.G Sta. Cruz-20 MW	418	120	20	558	47	9,20%
1995	542	2531	2*20 + 40 Sta. Cruz	391	200	20	611	69	12,70%
1996	576	2687	2 T.G Sucre-20 MW	372	240	20	632	56	9,70%
1997	611	2853	1 T.G Sta. Cruz-40 MW	372	280	20	672	61	10,00%
1998	649	3029	40 Sta. Cruz + 20 Sucre	353	340	20	713	64	9,90%
1999	689	3215	1 T.G Sta. Cruz-40 MW	353	380	20	753	64	9,30%
2000	731	3412	40 Sta. Cruz + 27,7 Huaji	334	420	48	802	71	9,70%
2001	777	3630	40 Sta. Cruz + 13 Zongo	334	460	61	855	78	10,00%
2002	827	3861	1 T.G Sta. Cruz - 80 MW	334	540	61	935	108	13,10%
2003	880	4107	40 Sta. Cruz + 84,6 S. José	315	580	146	1041	161	18,30%
2004	935	4367		315	580	146	1041	106	11,30%
2005	995	4643	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	298	660	146	1104	109	11,00%
2006	1057	4935	20 Potosí + 42,3 S. José	298	680	188	1166	109	10,30%
2007	1123	5245	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	298	760	188	1246	123	11,00%
2008	1194	5573	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	279	840	188	1307	113	9,50%
2009	1268	5921	40 Sta. Cruz + 110 Palillada	279	880	298	1457	189	14,90%

*Fuente: Plan Nacional de Electrificación 1990-2010. Sistema Nacional Interconectado. Expansión de la Generación. Informe final. Cuadro 6.6, página 99.*

Se verifica que el margen de reserva seleccionado está en torno al 10%.

## ANEXO 2

### BALANCE DEMANDA/OFFERTA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (MW)



Año 2001	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	896,7	62,8	833,9	621,4	212,6	34,2%
Febrero	895,6	62,7	832,9	646,0	186,9	28,9%
Marzo	901,4	63,1	838,3	647,3	191,0	29,5%
Abril	897,2	62,8	834,4	656,6	177,8	27,1%
Mayo	860,2	60,2	799,9	650,4	149,5	23,0%
Junio	859,9	60,2	799,7	655,3	144,4	22,0%
Julio	860,6	60,2	800,3	648,6	151,8	23,4%
Agosto	856,2	59,9	796,2	658,6	137,7	20,9%
Septiembre	848,3	59,4	788,9	655,6	133,3	20,3%
Octubre	845,3	59,2	786,1	653,5	132,6	20,3%
Noviembre	897,8	62,8	834,9	652,5	182,4	28,0%
Diciembre	898,0	62,9	835,1	654,8	180,3	27,5%
Año 2002	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	893,1	62,5	830,6	643,3	187,3	29,1%
Febrero	903,3	63,2	840,1	656,5	183,6	28,0%
Marzo	905,4	63,4	842,0	657,4	184,6	28,1%
Abril	906,0	63,4	842,6	673,4	169,2	25,1%
Mayo	910,9	63,8	847,1	673,5	173,6	25,8%
Junio	1.002,1	70,1	931,9	668,4	263,5	39,4%
Julio	998,9	69,9	928,9	685,2	243,7	35,6%
Agosto	973,9	68,2	905,7	685,5	220,2	32,1%
Septiembre	967,6	67,7	899,8	677,7	222,1	32,8%
Octubre	967,5	67,7	899,8	679,4	220,4	32,4%
Noviembre	955,2	66,9	888,4	677,3	211,1	31,2%
Diciembre	953,9	66,8	887,1	677,7	209,4	30,9%
Año 2003	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	952,8	66,7	886,1	664,7	221,4	33,3%
Febrero	959,4	67,2	892,2	678,8	213,4	31,4%
Marzo	958,2	67,1	891,2	674,7	216,5	32,1%
Abril	961,8	67,3	894,5	698,2	196,3	28,1%
Mayo	1.017,6	71,2	946,4	691,5	254,9	36,9%
Junio	965,8	67,6	898,2	686,7	211,5	30,8%
Julio	966,1	67,6	898,5	673,8	224,7	33,3%
Agosto	962,3	67,4	894,9	697,2	197,7	28,4%
Septiembre	951,1	66,6	884,5	696,5	188,0	27,0%
Octubre	949,9	66,5	883,4	692,2	191,2	27,6%
Noviembre	960,8	67,3	893,5	687,5	206,0	30,0%
Diciembre	960,4	67,2	893,2	683,3	209,9	30,7%



Año 2004	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	948,0	57,6	890,4	692,6	197,8	28,6%
Febrero	952,7	59,6	893,1	694,1	199,0	28,7%
Marzo	955,7	50,3	905,4	698,5	206,9	29,6%
Abril	960,6	49,5	911,1	701,8	209,3	29,8%
Mayo	946,9	77,4	869,5	678,6	190,9	28,1%
Junio	945,9	55,9	890,0	684,5	205,5	30,0%
Julio	947,0	55,2	891,8	698,7	193,1	27,6%
Agosto	936,0	48,3	887,7	707,8	179,9	25,4%
Septiembre	925,5	80,6	844,9	716,3	128,6	18,0%
Octubre	928,6	18,1	910,5	715,3	195,2	27,3%
Noviembre	977,4	52,3	925,1	719,3	205,8	28,6%
Diciembre	974,6	43,9	930,7	710,5	220,2	31,0%
Año 2005	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	974,7	28,7	946,0	707,4	238,6	33,7%
Febrero	975,2	17,4	957,8	733,0	224,8	30,7%
Marzo	974,0	77,0	897,0	732,3	164,7	22,5%
Abril	981,8	77,0	904,8	734,9	169,9	23,1%
Mayo	988,1	61,9	926,2	738,0	188,2	25,5%
Junio	991,7	33,1	958,6	739,7	218,9	29,6%
Julio	991,2	67,6	923,6	737,2	186,4	25,3%
Agosto	975,3	69,3	906,0	759,8	146,2	19,2%
Septiembre	975,3	18,6	956,7	750,8	205,9	27,4%
Octubre	975,5	26,9	948,6	749,5	199,1	26,6%
Noviembre	963,0	73,7	889,3	759,8	129,5	17,0%
Diciembre	1.003,6	54,7	948,9	768,7	180,2	23,4%
Año 2006	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.001,4	83,8	917,6	752,3	165,3	22,0%
Febrero	1.003,8	160,3	843,5	773,6	69,9	9,0%
Marzo	1.009,4	147,7	861,7	776,0	85,7	11,0%
Abril	1.012,6	135,7	876,9	797,0	79,9	10,0%
Mayo	1.025,4	86,1	939,3	775,1	164,2	21,2%
Junio	1.036,0	84,6	951,4	790,3	161,1	20,4%
Julio	1.039,9	86,8	953,1	795,9	157,2	19,8%
Agosto	1.043,0	89,4	953,6	796,4	157,2	19,7%
Septiembre	1.035,7	116,7	919,0	806,3	112,7	14,0%
Octubre	1.036,8	87,6	949,2	803,6	145,6	18,1%
Noviembre	1.040,2	55,4	984,8	817,9	166,9	20,4%
Diciembre	1.041,3	33,8	1.007,5	822,5	185,0	22,5%



Año 2007	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.046,4	71,0	975,4	818,7	156,7	19,1%
Febrero	1.047,7	69,2	978,5	833,0	145,5	17,5%
Marzo	1.044,0	61,4	982,6	857,1	125,5	14,6%
Abril	1.104,9	105,5	999,4	873,4	126,0	14,4%
Mayo	1.082,1	129,6	952,5	847,0	105,5	12,5%
Junio	1.079,8	91,2	988,6	861,2	127,4	14,8%
Julio	1.089,5	108,6	980,9	852,6	128,3	15,0%
Agosto	1.094,8	50,6	1.044,2	871,7	172,5	19,8%
Septiembre	1.078,2	48,0	1.030,2	920,5	109,7	11,9%
Octubre	1.098,7	71,7	1.027,0	913,2	113,8	12,5%
Noviembre	1.113,3	22,4	1.090,9	935,1	155,8	16,7%
Diciembre	1.133,2	44,5	1.088,7	913,5	175,2	19,2%
Año 2008	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.125,6	26,4	1.099,2	922,3	176,9	19,2%
Febrero	1.134,6	84,9	1.049,7	932,4	117,3	12,6%
Marzo	1.127,4	57,8	1.069,6	935,0	134,6	14,4%
Abril	1.131,9	96,3	1.035,6	910,9	124,7	13,7%
Mayo	1.128,7	111,0	1.017,7	916,3	101,4	11,1%
Junio	1.147,4	29,3	1.118,1	881,7	236,4	26,8%
Julio	1.132,9	21,1	1.111,8	927,8	184,0	19,8%
Agosto	1.115,3	44,1	1.071,2	946,4	124,8	13,2%
Septiembre	1.123,6	25,2	1.098,4	937,7	160,7	17,1%
Octubre	1.121,3	43,9	1.077,4	928,3	149,1	16,1%
Noviembre	1.120,8	88,1	1.032,7	917,5	115,2	12,6%
Diciembre	1.137,8	69,2	1.068,6	904,4	164,2	18,2%
Año 2009	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.113,1	45,0	1.068,1	895,0	173,1	19,3%
Febrero	1.118,7	91,2	1.027,5	899,4	128,1	14,2%
Marzo	1.121,7	157,0	964,7	907,5	57,2	6,3%
Abril	1.130,8	139,7	991,1	921,9	69,2	7,5%
Mayo	1.134,3	152,8	981,5	911,4	70,1	7,7%
Junio	1.142,7	156,2	986,5	892,0	94,5	10,6%
Julio	1.138,3	98,3	1.040,0	917,4	122,6	13,4%
Agosto	1.141,5	94,1	1.047,4	947,1	100,3	10,6%
Septiembre	1.134,5	104,5	1.030,0	954,9	75,1	7,9%
Octubre	1.115,4	93,1	1.022,3	949,7	72,6	7,6%
Noviembre	1.120,7	84,0	1.036,7	950,2	86,5	9,1%
Diciembre	1.141,6	24,1	1.117,5	942,5	175,0	18,6%



**PROGRAMACION DE TRABAJOS EN LINEA VIVA EN REDES AEREAS  
HASTA 24.9 KV METODO A "CONTACTO" ( EN CALIENTE )**

—Ing. Carlos Camacho Prado

En los sistemas de distribución eléctrica, para fortalecer la ininterrupción de energía sin causar perjuicios en un determinado grupo de abonados, es necesario la ejecución de trabajos de mantenimiento en "línea viva", de manera que estos perjuicios no sean solo financieros; si no de imagen de la distribuidora ante los consumidores, manteniendo un servicio continuo que satisfaga plenamente a todos sus abonados.

Por lo cual, para tales trabajos, deberá contar, con supervisores de amplia experiencia, cuadrillas experimentadas, trabajando con calidad y seguridad plena y poseer herramientas y equipos especiales.

Cabe recalcar, que todo mantenimiento de este tipo, esta abocado íntegramente a líneas de media tensión, por la cantidad de abonados que se benefician, con estos trabajos realizados en la red eléctrica.

**DEFINICION**

Trabajo en línea viva, es todo trabajo con tensión o línea energizada, en el cual existen las condiciones para ejecutarlo, tomando en cuenta la alta probabilidad de ocurrencia de un accidente por electrocución.

**PROGRAMACION**

Antes de programar cualquier trabajo de mantenimiento de líneas de distribución aéreas de Media Tensión en línea viva, será necesario la obtención de datos de la red, los cuales provienen principalmente de:

- Datos obtenidos por detección de una

determinada falla en la red luego de una súbita interrupción.

- Registros indicadores de las anomalías existentes en el despacho de carga de la empresa distribuidora, sobre la red.
- Reporte de los vecinos de una determinada zona a la distribuidora, indicando las anomalías en las líneas de distribución eléctrica.
- Datos obtenidos por observación de los trabajadores de la empresa distribuidora, a la misma, informando la o las fallas existentes, dirección, alimentador, etc.

Estos aspectos inducen, a que se tengan que realizar, en primera instancia inspecciones por parte del personal especializado de la empresa, ya sea en los puntos observados y/o haciendo recorridos a lo largo de una ruta determinada de la línea, realizando toda observación desde el piso, para poder determinar la categorización del o los puntos observados, categorización que nos indicara los defectos existentes pudiendo ser:

**1. Muy graves**

Aquellos que principalmente por la experiencia, determine que existe un peligro inmediato para la seguridad de las personas, o los bienes de las mismas, causando además serios problemas a la distribuidora.

Como algunos ejemplos podemos citar, crucetas y postes de madera "podridos", líneas aéreas deshebradas en medio vano, aisladores rotos, transformadores de la red con abundante fuga de aceite, líneas cercanas a las fachadas, etc.



## 2. Graves.

Son los que no suponen un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes de las mismas, pero que podrían causar problemas al originarse un fallo en la instalación (Postes de concreto inclinados, cajas portafusibles malogradas, puentes de conexión en la red, mal instalados, etc.)

## 3. Leves.

No suponen peligro para las personas o los bienes de las mismas, que básicamente no perturba el funcionamiento de la red. (pararrayos en la red mal instalados, aisladores de apoyo inclinados, puentes de conexión de líneas instalados con ligaduras, etc.)

Todos estos aspectos hacen que las empresas distribuidoras, se hacen responsables del estado en el cual se encuentran sus redes eléctricas, responsables del mantenimiento y verificación periódica de las mismas, es decir detectar y constatar las anomalías y tomar acciones que cada caso recomienda, pues son las mismas las que fijan plazos para corregir dichos defectos.

Varias distribuidoras en nuestro país, cuentan con el servicio de empresas contratistas, que son empresas autorizadas, con los medios técnicos y humanos, recomendados y apropiados, para realizar trabajos de mantenimiento en línea viva o "en caliente".

El contratista debe garantizar que estos trabajos cumplan con todas las normas técnicas y de seguridad establecidas por las mismas, de manera que al realizar los trabajos de mantenimiento, aumente la confiabilidad y vida útil de la red.

Como experiencia mía y de las cuadrillas que

pude dirigir en COBEE (Compañía Boliviana de Energía Eléctrica) puedo indicar lo siguiente:

Durante el mes de Octubre del año 1.995 se lograron reemplazar 120 postes de palma negra de 10 metros, seriamente dañados o podridos en sus bases, por postes de concreto de 12 mts. en los diferentes alimentadores de la ciudad de La Paz, así mismo se lograron reemplazar 210 crucetas de madera que se encontraban en pésimo estado, representando un peligro inminente a la ciudadanía y abonados. Dichos trabajos comprendieron además, el retesado de conductores y reemplazo de aisladores defectuosos, todas estas faenas fueron realizadas en línea viva, con el uso de 2 carros canasta y dos grúas para el plantado de postes, el equipo y herramienta que se utilizó fue el de clase 3. (Catalogo "Chance" herramientas y equipos especiales para linieros)

De igual manera se ejecutaron este tipo de trabajos, durante muchos años para la distribuidora Electropaz, prestando mis servicios en la empresa EDESER.

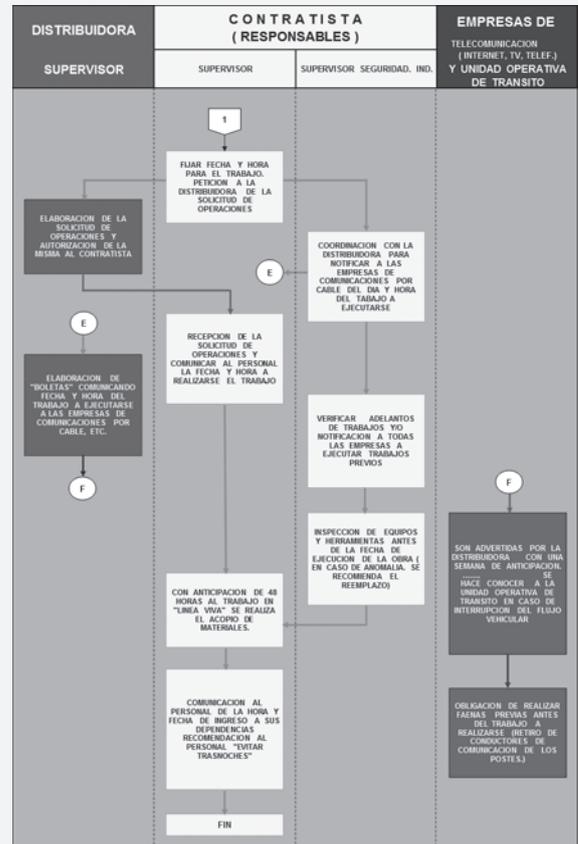
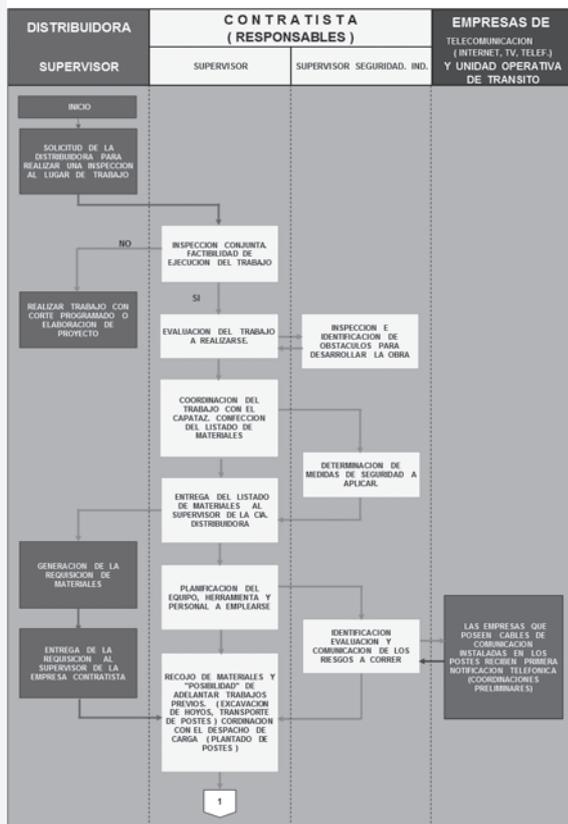
En todas estas labores, he tropezado con serios obstáculos, como ser cables de señal de empresas de comunicación, instaladas en los postes de M.T. que limitaban el movimiento de los brazos de los carros canasta, mucho más para la extracción de postes y sobre todo he podido observar que las tensiones de estos conductores de comunicación son muy superiores al de los conductores de M.T. creando fuerzas mecánicas, que a la larga ocasionan que los postes se inclinen y/o se deformen (postes de madera)

Otro aspecto que crea dificultades es el flujo vehicular donde necesariamente se requiere la intervención de la unidad operativa de tránsito y el flujo peatonal, en la que se requiere la participación del departamento de seguridad industrial.



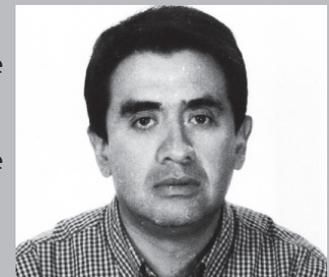
Motivo por el cual, según la experiencia de todos estos años, doy a conocer los "pasos" a seguir en forma de "esquemas" como un "modelo", para la programación de trabajos en línea viva (en caliente), en redes de distribución hasta 24,9 kv por el método a contacto, tomando como un prototipo que en dicho trabajo se reemplazara el poste y toda la estructura, teniendo un compromiso de poder participar en el futuro, con otros esquemas sobre la supervisión y ejecución de trabajos en línea viva, de manera que puedan orientar y mejorar los servicios profesionales a todas las distribuidoras.

## ESQUEMA DE LA METODOLOGIA PARA LA PROGRAMACION DE TRABAJOS EN LINEA VIVA EN REDES AEREAS HASTA 24,9 KV. METODO A CONTACTO



### Carlos Camacho Prado

Ing. Electricista SIB 4927 Estudios realizados en la Facultad Nacional de Ingeniería Oruro  
 International Mining Co. 1980 – 1982 Electricista en taller eléctrico.  
 Atlas Copco Bolivia 1985 – 1986 Ensamblador de tableros eléctricos Grupos Aire Comprimido.



Ferrary Ghezzy Ltda. Oruro. 1986 – 1989 Jefe Dpto Electrico.  
 Embotelladora Vascal Oruro. 1989 – 1990 Contratista de obra.  
 Diseño y montaje de la Planta Embotelladora de Coca Cola en Vinto.  
 Compañía Boliviana de Energía Eléctrica "COBEE" La Paz 1989 – 1996.  
 Supervisor de las secciones de Líneas Aéreas y Cables subterráneos.  
 Electropaz La Paz 1996 – 1997 Supervisor de la unidad de Construcción en redes de distribución aéreas y subterráneas ciudades de La Paz y El Alto. .  
 Construcción y mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión.

Edeser Superintendente. 1997 – 2009 Mto y construcción de redes eléctricas, elaboración y construcción de proyectos para las prefecturas de La Paz, Chuquisaca, Santa Cruz. Mto y Construcción de subestaciones de potencia y líneas de transmisión en 69,115 y 230 Kv Departamentos de La Paz, Potosí y Chuquisaca. Consultor particular. 2010 a la fecha.  
 E-mail: ccamachoprado@gmail.com



**TERCERA COMPETENCIA DE DESTREZA DE LINIEROS**

■ Ing. Guido Coila

**Reseña Histórica**

Durante la gestión del Ing. Reynaldo Castañón como Gerente General de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica Larecaja S.A.M., y en atención a la brillante iniciativa de los Ingenieros: Edelman Toledo y Héctor Maldonado, se inició al interior de la misma empresa, el "Primer Concurso de Destreza de Linieros el 1º de mayo de 2005; aniversario de EDEL SAM y Día del Trabajador. Concurso que fue realizado con el propósito de mejorar las destrezas, habilidades, seguridad y técnicas del montaje de las estructuras eléctricas por los linieros de la compañía, en esta ocasión participaron la representación de las tres regionales de EDEL SAM; es decir:

- Regional Caranavi,
- Regional Guanay,
- Regional Palos Blancos.

El concurso que tuvo un éxito inesperado, ya que se demostraron técnicas específicas de cada regional, ayudados por los herramientas y equipos que disponía la empresa además de utilizar todos los recursos técnicos. Posteriormente estos resultados sirvieron para mejorar aspectos inherentes al montaje de las unidades constructivas de EDEL SAM.

Posteriormente en las gestiones 2006 y 2007 se repitieron las competencias con mayor éxito y a la conclusión del tercer concurso interno y durante la gestión 2008, ha sugerencia del Ing. Guido Coila asesor de seguridad y con el apoyo de la Empresa Ariol Import Export, se realizó la convocatoria a la "PRIMERA COMPETENCIA NACIONAL DE DESTREZA DE LINIEROS", bajo los auspicios de la Empresa Distribuidora de Electricidad Larecaja S.A.M., en los campos de entrenamiento localizados en la ciudad de Caranavi Departamento de La Paz, a esta

convocatoria asistieron las siguientes empresas:

1. EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA LARECAJA S.A.M. - EDEL SAM CON SUS REGIONALES CARANAVI, GUANAY Y PALOS BLANCOS
2. SERVICIOS ELECTRICOS POTOSI S.A. - SEPSA ,
3. COMPAÑÍA ELECTRICA SUCRE S.A. - CESSA
4. SERVICIOS ELECTRICOS TARIJA - SETAR

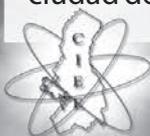
Para premiar la participación de los asistentes, se estableció los siguientes premios; Liniero de oro para el primer puesto, liniero de plata segundo puesto y liniero de bronce tercer puesto

En esta oportunidad SETAR ocupó el primer puesto LINIERO DE ORO, seguido de SEPSA Potosí LINIERO DE PLATA y EDEL Caranavi LINIERO DE BRONCE. Es a partir de esta competencia donde se determinó como sedes de las competencias, las ciudades donde operan las diferentes empresas distribuidoras.

En la Gestión 2009 se llevó a cabo EL SEGUNDO CONCURSO NACIONAL DE DESTREZA DE LINIEROS, en la ciudad de Tarija; habiéndose clasificado en esta ocasión SERVICIOS ELECTRICOS POTOSI en el primer puesto...

Durante la presente gestión y en conmemoración al Bi Centenario de la Independencia del Departamento de Potosí, en la ciudad del mismo nombre, se llevó a cabo el "TERCER CONCURSO NACIONAL DE DESTREZA DE LINIEROS", conforme a la convocatoria publicada por SEPSA e invitaciones realizadas a las diferentes empresas distribuidoras del país.

La competencia se realizó del 5 al 6 de noviembre en el Campo recreacional "Los Pinos" de acuerdo a programa especial, dicho evento estuvo a cargo



del Ing. Gastón Moreno Gerente General de SEPSA y sus colaboradores. En el área de trabajo "Los Pinos" se localizaron cuatro estructuras en postes de madera para trabajos en altura de las cuadrillas participantes de las diferentes empresas. En esta oportunidad participaron ocho empresas que luego de sorteo, se estableció el orden de participación:

1. COMPAÑIA ELECTRICA SUCRE - CESSA. CHUQUISACA
2. EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA LARECAJA - EDEL SAM LA PAZ
3. SERVICIOS ELECTRICOS TARIJA
4. COOPERATIVA RURAL ELECTRICA SANTA CRUZ
5. SERVICIOS ELECTRICOS POTOSI (URBANO)
6. SERVICIOS ELECTRICOS POTOSI (RURAL)
7. SERVICIOS ELECTRICOS POTOSI (SUR)
8. COOPERATIVA RURAL ELECTRICA MONTERO - SANTA CRUZ

Se debe mencionar la participación en forma destacada de la representación del Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de La Paz, representados por los ingenieros Roger Ramírez y Daniel Herrera. De igual manera debemos mencionar que cada representación conto con el asesoramiento de su propio personal de ingenieros y técnicos

Después de las dos exigentes jornadas, donde los participantes mostraron todos sus recursos y habilidades, la calificación del jurado determino la siguiente clasificación:

- Primer puesto: **LINIERO DE ORO**  
**CRE MONTERO**
- Segundo puesto: **LINIERO DE PLATA**  
**EDEL SAM LA PAZ**
- Tercer puesto: **LINIERO DE BRONCE**  
**SEPSA URBANO**

Posteriormente en reunión de los organizadores de tan magnífico evento, con sede el se resolvió: Establecer que a partir de la fecha, las sedes del

evento serán de carácter rotatorio y de acuerdos al siguiente orden:

COMPETENCIA	EMPRESA RESPONSABLE	FECHA	SEDE
Cuarta	CRE	24 de septiembre de 2011	Montero
Quinta	CESSA	25 de mayo de 2012	Sucre
Sexta	EDEL	1º de mayo de 2013	Caranavi

Finalmente se adecuara la sede y fechas de participación de las nuevas empresas, que se integren al evento, en el orden de inscripción para las próximas competencias.

## CONCLUSIONES

Estos eventos permite a las empresas de distribución de energía eléctrica:

- Confraternizar entre técnicos y profesionales del sector
- Mejorar sus manuales y procedimiento, donde la Seguridad Industrial y la Seguridad Eléctrica tienen vital importancia.
- Permite mostrar los nuevos equipos y herramientas que disponen las empresas distribuidoras.
- Las nuevas técnicas asumidas en estos eventos, muestran los diferentes equipos de protección personal para uso de los linieros.
- Procedimientos que sirven de modelo para la implementación y mejoramiento de las condiciones de trabajo y que tienden a buscar la certificación de todas las empresas del sector.
- Intercambio de experiencias en procedimientos y seguridad.

POTOSI, NOVIEMBRE 2010



TERCERA COMPETENCIA DE DESTREZA DE LINIEROS 2010

REALIZADO DEL 5 AL 6 DE NOVIEMBRE EN POTOSÍ - BOLIVIA



Escenario principal de la competencia



Cuadrilla de SEPSA - Durante su participación



CRE - MONTERO - Demostrando sus habilidades



SETAR - Siempre Listos



El Jurado Calificador anunciando su veredicto



El Premio para los participantes



CRE - MONTERO - Liniero de Oro



EDEL SAM - Liniero de Plata



SEPSA - Liniero de Bronce



Después de la Ardua competencia un buen banquete



**PODEROSA MORENADA "SANTA BÁRBARA - UMSA"**



4 DE DICIEMBRE DE 2010



Los Pasantes 2010 con la Virgencita Santa Bárbara



La Belleza presente en la Fraternidad



La Alegría de los Danzarines



Ing. Abelardo Monroy, Est. Javier Lipa, Ing. Oscar Pabón e Ing. Gervacio García Prestes 2010



La Fraternidad en pleno descanso



La presencia femenina de la Comparsa

**MORENADA EDEL SAM - LARECAJA**

4 DE DICIEMBRE DE 2010



Fraternos preparándose para la Gran Entrada



Dando inicio a la Gran Entrada



La alegría reynante durante la Entrada.



Ing. Héctor Maldonado haciendo el brindis con el personal de EDEL SAM



PRIMER CAMPEONATO DE FÚTBOL 7 DE EMPRESAS ELÉCTRICAS

REALIZADO LOS DÍAS 6, 13, 20 Y 27 DE NOVIEMBRE  
EN LAS CANCHAS DE LA AVENIDA DEL POETA



Club ELECTRORED EL ALTO  
CAMPEÓN DEL TORNEO



Club EDEL SAM - Subcampeón



Club SANTA BÁRBARA - Tercer Puesto



Club CUPEER - Cuarto Puesto



Los Campeones dando su Vuelta Olímpica



Club Electrored El Alto vs. Club Santa Bárbara

ENTREGA DE PREMIOS



Muchas felicidades Campeones



Trofeos  
Disputados

- Ing. René Ortiz  
Strio. de Deportes  
CIEE - La Paz
- Arquero menos  
Vencido  
Dennis Torrejón  
Electrored El Alto
- Tercer Puesto  
Club Santa  
Bárbara
- Campeón  
Electrored El Alto
- Segundo  
Puesto  
Club Edel Sam
- Goleador  
Novak Aquino  
Club Edel Sam
- Ing. Roger Ramirez  
Strio. General  
CIEE - La Paz



REALIZADO DEL 13 AL 17 DE OCTUBRE EN LA PAZ - BOLIVIA



Delegaciones de Latinoamérica y el Caribe  
*"Una región, un solo corazón!"*



Autoridades de la IEEEE, UMSA y CIEE La Paz



Tania Quiel • Directora Regional IEEEE • Región 9



Presidentes de las Delegaciones Visitantes



Israel Troncoso • Coordinador General • RRR - 2010



Vista Parcial de Asistentes



Vista de la Feria de RRR - 2010  
(Plaza del Bicentenario - UMSA)



UPB - Cochabamba la Delegación mas numerosa de Bolivia

**XIII VERSIÓN DE REUNIÓN REGIONAL DE RAMAS IEEE**

■ IEEE - RRR 2010

Las Ramas Estudiantiles de la Región 9 del IEEE y bajo el lema "Una Región un Solo Corazón" realizaron el pasado 13 de Octubre en la ciudad de La Paz la XIII Versión de la Reunión Regional de Ramas o simplemente RRR.

Esta estuvo llena de experiencias tanto para los participantes como para los organizadores, lamentablemente y debido a un problema social ajeno al control de la organización se tuvo que lamentar la suspensión del traslado al hotel sede de la RRR "Yungas" de la cadena de hoteles Río Selva Resort.

Problema por el cual la organización constituida por voluntarios de las ramas estudiantiles de la Universidad Mayor de San Andrés "UMSA" Escuela Militar de Ingeniería "EMI", la Universidad Católica Boliviana San Pablo "UCBSP" y la Universidad Privada de Cochabamba "UPB" tuvo que replantear una organización de 5 meses en solo cuestión de días, reorganización en la cual todos y cada uno de los participantes de la RRR ayudo, mostrando el alto espíritu de camaradería y cooperación que caracteriza a los miembros IEEE activos.



**Figura 1.** Foto Oficial del Evento

**ACTIVIDADES REALIZADAS**

Como parte de esta RRR se realizaron una cantidad importante de actividades entre las cuales se

destaco la feria de ramas estudiantiles realizada en un espacio Público de la ciudad de La Paz se presentaron 25 stands con representaciones variadas. Se conto con la presencia de autoridades de la Universidad, medios de comunicación locales que dieron una cobertura interesante en la televisión local, se pudo interactuar con las personas de a pie y hacer conocer lo que es IEEE, la feria fue realizada en el Atrio de una de las universidades sede: El Monoblock central de la UMSA



*Vista aérea de la Feria de Ramas*



*Vista Parcial de los participantes de la Feria de Ramas.*

Acto seguido y con un nuevo cronograma se procedió a realizar actividades de integración y capacitación todas preparadas por el R9 SAC TEAM entre las cuales se pueden destacar la participación de equipos conformados por varios países con el fin de resolver un problema en específico.



Gracias al apoyo de los voluntarios de la rama estudiantil de la Escuela Militar de Ingeniería y los directivos de la Misma se pudo contar con los ambientes de la misma para desarrollar el resto de la reunión.

Talleres de desarrollo profesional como el dictado por el past president de la sección Bolivia Ing. Gery Cerruto, o las ponencias de desarrollo de voluntariado dictadas por Tania



Quiel, Representantes Gold y el R9 Sac Team, sumadas a la ponencia dedicada a los capítulos técnicos dictada por Fernando Bouche hicieron que el objetivo principal de esta RRR, que es el de capacitar a los miembros participantes sea cumplido.

**REUNION DE PRESIDENTES DE RAMAS**

Una de las actividades que con cada versión de la RRR toma mas y mas importancia es la denominada reunión de presidentes de ramas, reunión que permite intercambiar experiencias y ver que muchos de los voluntarios tienen problemas similares y la forma de resolverlos es variada, además de brindar herramientas para solucionarlos, incluso planificar actividades inter ramas y actividades para la siguiente gestión.

**PREMIOS Y CONCURSOS**

Parte importante de esta RRR fueron los concursos organizados por el comité organizador y el R9 SAC TEAM.

Se premio al voluntario sobresaliente de la región con el premio Larry K Wilson, Concurso de Fotografía, Concurso "Casos de Éxito" y concurso de ética.

La Organización agradece a todos los miembros participantes, comité regional y personas que ayudaron a sacar esta Reunión Regional adelante, auspiciadores como Aerosur, Copa air, Electropaz, ABB y el Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de La Paz, a todas y cada una de las ramas estudiantiles involucradas y por sobre todo a todos aquellos que lograron un objetivo, hacer que la integración regional sea un hecho.



**P.A.P.I.**  
**PRECISIÓN APPROACH PATH INDICATOR**

■ Lic. Sergio Iván Barbosa C.

**RESUMEN**

En el presente artículo se detallan las características principales de uno de los sistemas componente de las ayudas visuales iluminadas que se encuentran instaladas en el Aeropuerto Internacional El Alto, el Sistema Indicador de Senda de Aproximación de Precisión (PAPI, por sus siglas en inglés). Además se proporcionara una breve descripción de varias ayudas visuales iluminadas que se instalan en pistas de aproximación instrumental de precisión de categoría I, los antecedentes históricos, las partes principales, algunas configuraciones y las normativas emitidas por la Organización de Aviación Civil internacional (OACI) son también incluidas para proporcionar una clara información respecto a este tema tan importante dentro la aeronáutica. En el epílogo las ultimas novedades sobre elementos con suministro de energía solar.

**I. INTRODUCCIÓN**

Para toda actividad humana es de suma importancia el uso del sentido de la vista, como sensor de todos los cambios que rigen a nuestro alrededor. Pudiéndose entender como **Ayuda Visual** a todos los elementos que colaboran al sentido de la vista en cualquier actividad humana haciéndola mas placentera, eficiente y segura.

Aplicando la anterior definición al área aeronáutica podemos decir que: Ayudas Visuales a la Navegación Aérea, son todos los elementos que colaboran al sentido de la vista para que las operaciones aéreas sean más eficientes, placenteras y seguras.

La seguridad dentro las operaciones aéreas, juega un papel muy importante en el desenvolvimiento de las mismas, teniéndose la siguiente premisa dentro del quehacer aeronáutico: "Cero Error".

Existen las ayudas visuales iluminadas y no iluminadas, las primeras son referidas a todas las luces que se instalan en los aeropuertos y las segundas se refieren a las marcas que se realizan dentro el área de maniobras.

Un factor operacional dentro del campo de la

aeronáutica son las condiciones atmosféricas del medio, que afectan de gran manera la visibilidad.

En condiciones menores a las condiciones meteorológicas visuales es cuanta mayor importancia adquieren las ayudas visuales iluminadas.

Un procedimiento de aterrizaje consta de varias etapas o tramos, tramo a favor del viento (viento en cola), tramo base y la aproximación final (Fig. 1). Esta última, es la más crítica y la que tiene mayor índice de accidentes, debido a que la aeronave debe corregirse en tres dimensiones, de forma manual y en contados segundos.

Los estudios estadísticos han demostrado que el tiempo que requiere un piloto en desplazar su mirada de las referencias visuales exteriores a los instrumentos del panel de control y luego nuevamente al exterior, es de 2.5 segundos, tiempo que una aeronave de gran performance recorre aproximadamente 150 metros.

Por lo tanto las ayudas visuales iluminadas deben tener una **configuración simple y normalizada**, de manera que el piloto no sufra ninguna confusión

y tenga certeza de la información exterior que recibe.

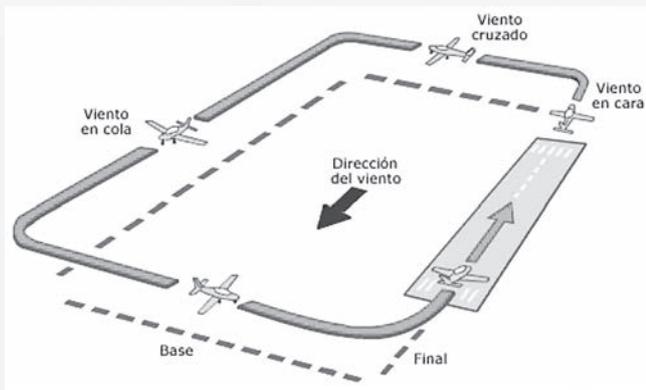


Figura 1. Tramos de un circuito de aterrizaje.

## II. HISTORIA

Para revisar los antecedentes históricos de las ayudas visuales a la navegación aérea, debemos referirnos al progreso que ha tenido la aeronavegación, pues estos sistemas surgen como respuesta a las necesidades que demanda la actividad aeronáutica.

Los hermanos Wright realizaron el primer vuelo controlado en diciembre de 1903, desde esta época se fueron desarrollando las ayudas terrestres para despegar, aterrizar y de la misma forma para navegar en el espacio.

Se pueden diferenciar tres periodos dentro del desarrollo histórico y tecnológico de las ayudas visuales:

Periodo Inicial, Periodo Básico (1933 -1946) y Periodo de Madurez (1946 a nuestros días).

En un principio para dar señales de la dirección de alineación a las franjas de aterrizaje se usaban como referencia banderas tendidas o personas con señales. Para conocer la velocidad y dirección del viento, se quemaban hierbas, aceite o combustible de diversa índole de manera que se produjera humo, de esta manera el piloto podía realizar maniobras hacia la pista adecuada.

Las banderolas de colores fueron las antecesoras de los faros aeronáuticos, el color verde significaba VIA LIBRE, el rojo VIA OBSTRUIDA y el color blanco significaba fuera de uso.

Entre 1933 – 1945, el desarrollo de las aeronaves fue terriblemente acelerado, practicándose los primeros vuelos a ciegas (hoy vuelo instrumental). En la época de la guerra se practicaron los primeros procedimientos con guías radioeléctricas, es entonces que se advirtió la necesidad de unos empalmes de señalización de luces para aterrizar con seguridad.

Los portaviones y los aeródromos militares, al finalizar la segunda guerra mundial, ya contaban con sistemas de señalización de trayectoria de aproximación.

En el periodo comprendido entre 1946 y 1953 se desarrollaron los sistemas Radar, las comunicaciones VHF, el piloto automático, las luces de abordaje, junto con estos avances se desarrollaron las luces terrestres incluyendo las intensidades variables, se investigó sobre la longitud de onda para colores que penetren la niebla y de acuerdo a las estadísticas de la dirección del viento se empezó a dar orientación a las pistas.

## III. PARTES PRINCIPALES DE LAS AYUDAS VISUALES ILUMINADAS

Las Ayudas Visuales iluminadas son sistemas, entendiéndose por sistema al conjunto de elementos que unidos buscan un solo fin, por lo tanto están compuestos por varias partes entre las que podemos citar las siguientes:

**Regulador de Corriente constante**, equipo que sirve para mantener la intensidad de iluminación constante en todas las luces que integran el sistema, con el fin de tener uniformidad en el brillo.

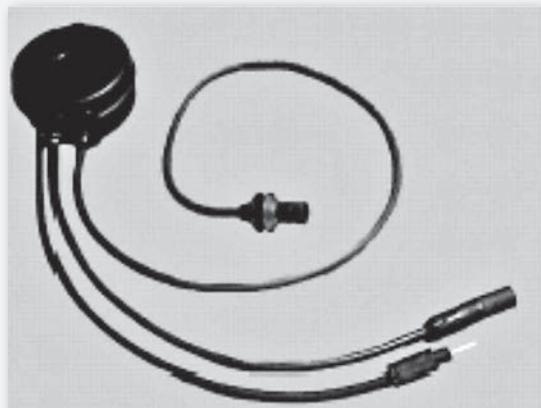
**Transformador de Aislamiento**, la función de



este elemento es dar continuidad al circuito, debido a que la conexión de las lámparas es en serie, la falla de cualquiera de ellas no debe afectar la integridad de todo el resto de la instalación. Posee tres conectores, dos de ellos (hembra – macho) se conectan al circuito de conexión en serie y el otro alimenta a la lámpara (Fig. 2).

**Reflectores,** son los encargados de dirigir la luz emitida por las lámparas, de acuerdo con las características de las ayudas visuales, en algunos casos también se utilizan refractores, tanto internos como externos.

**Lámparas,** son las fuentes emisoras de energía lumínica, cuya característica principal es trabajar en función de la corriente, por lo general son de tipo halógeno.



*Figura 2. Transformador de Aislación.*

#### IV. CARACTERÍSTICAS DE LAS AYUDAS VISUALES ILUMINADAS

En cuanto a las características que las ayudas visuales iluminadas presentan, vienen descritas por lo que se llama las 4 “C”, por comenzar las palabras con la letra “C”, **Configuración, Color, Cobertura y Candelas.**

**Configuración,** es la primera característica y esta referida a la forma de emplazamiento de las unidades que componen cualquier sistema de ayuda visual iluminada, especificando distancias entre ellas, distancias respecto al umbral de pista

(sector desde donde se inicia el área destinada a las operaciones aéreas), etc.

**Color,** es la segunda característica y se refiere a los colores normados utilizados para diferenciar las señales de las ayudas visuales iluminadas.

**Cobertura,** esta característica se refiere a los sectores en los que son visibles las ayudas visuales iluminadas y a la reducción del deslumbramiento.

**Candelas,** siendo esta una unidad de intensidad lumínica, las recomendaciones que la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) emite, son curvas de isocandelas las cuales deben cumplirse y que varía de acuerdo a la posición y función de las ayudas visuales iluminadas (Diagramas publicados en el documento Anexo 14 – OACI).

Se sabe que la agudeza visual y la sensibilidad frente al deslumbramiento varían según las personas, la edad de ellas y el grado de fatiga.

Un elemento importante para el deslumbramiento es la transmitibilidad atmosférica, que varía cuando es de día, atardecer, noche o cuando existe niebla.

Para otorgar un buen servicio, dentro las operaciones aéreas, a los pilotos evitando los problemas de deslumbramiento, los reguladores de corriente constante poseen un rango de variación de intensidad lumínica (variación de brillo) que depende de las características de las ayudas visuales.

Por lo general las luces de alta y media intensidad posee de 3 a 5 niveles de intensidad, en cambio las luces de baja intensidad solo posee un solo nivel de intensidad.

Finalmente, las ayudas visuales más críticas, deben tener un alto grado de continuidad en la emisión de sus señales, por lo que se tienen dos circuitos eléctricos en las luces de borde de pista y luces de aproximación, en caso de falla de uno de ellos el

otro se mantiene operable y aun son visibles las señales luminosas.

**V. PRINCIPALES AYUDAS VISUALES ILUMINADAS**

La instalación de las ayudas visuales iluminadas depende de la categoría de aproximación que posee la pista de aterrizaje, según las normas de la OACI, existen los siguientes tipos de aproximación (ANEXO 14):

- a) Pista para aproximaciones que no sean de precisión.
- b) Pista para aproximaciones de precisión Categoría I.
- c) Pista para aproximaciones de precisión Categoría II.
- d) Pista para aproximaciones de precisión Categoría III.

Cada una de ellas con sus características de altura de decisión y alcance visual de la pista.

El Aeropuerto Internacional El Alto posee un sistema de aproximación instrumental Categoría I, por lo que la aproximación también posee este mismo tipo de categoría.

De manera muy resumida (por lo extenso del tema), se describen las ayudas visuales iluminadas que están instaladas en el Aeropuerto Internacional El Alto y cuyo mantenimiento esta a cargo de la Sección Electromecánica de AASANA Regional El Alto.

**1. SISTEMA DE LUCES DE APROXIMACION**

**Siglas:** ALS (Approach Lighting System).

El sistema de luces de aproximación tienen como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas de suficiente precisión e intensidad que penetrando las nubes permitan **reconocer la distancia y dirección del eje de pista.**

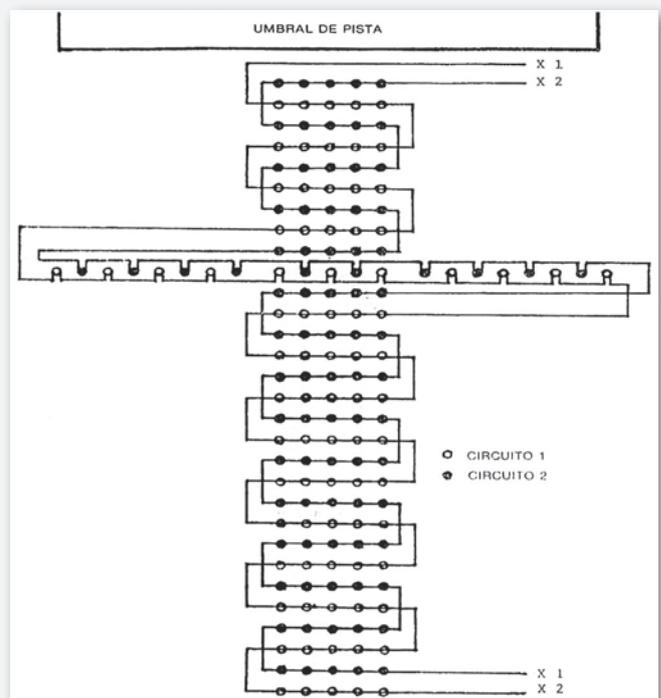
**Configuración:** Se dividen en dos tipos de configuraciones, las configuraciones básicas o típicas (normadas en el Anexo 14 – OACI) y las configuraciones equivalentes (normadas por la FAA – Federal Aviation Administration).

**Color:** Se utiliza el color blanco en la mayoría de las configuraciones, en algunos sectores se utiliza el color rojo.

**Cobertura:** Son visibles solo en el sentido de aproximación.

Por poseer este sistema luces de alta intensidad, la variación de brillo que tiene es la siguiente:

Pos. 1 – 0.2 % de brillo, Pos. 2 – 1%, Pos. 3 – 5%, Pos. 4 – 25% y Pos. 5 – 100%.



**Figura 3.** Conexión en Doble Circuito - Sistema de Luces de Aproximación Categoría I

La figura anterior muestra el cableado en doble circuito de un sistema de luces de aproximación categoría I, este tipo de cableado aumenta el grado de confiabilidad de este sistema.



## 2. SISTEMA DE LUCES DE BORDE DE CALLES DE RODAJE



**Siglas:** TWYL (Taxiway Lights).  
Las luces de borde de calle de rodaje tienen como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que delimitan las calles de rodaje que posee el aeródromo, de manera que el piloto distinga claramente por donde abandonar la pista o la plataforma. Se instalarán en

calles de rodaje que no posean luces de eje de calles de rodaje y que estén destinadas a usarse de noche.

**Configuración:** Las luces deberán estar instaladas tan cerca como sea posible de los bordes de calle de rodaje, en la parte rectilínea deberán disponerse con espaciado longitudinal uniforme que no exceda de 60 metros.

**Color:** Se utiliza el color azul.

**Cobertura:** Son visibles en todos los sentidos. Al ser luces de baja intensidad solo posee un nivel de brillo.

## 3. SISTEMA DE LUCES DE BORDE DE PISTA.

**Siglas:** REDL (Runway Edge Lights).

Las luces de borde de pista tienen como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que delimitan y muestran la longitud de la pista de manera que el piloto distinga claramente donde aterrizar o despegar.



Se instalarán en pistas destinadas a uso nocturno o en una pista para aproximaciones de precisión de uso tanto diurno como nocturno.

**Configuración:** Las luces deberán estar instaladas en dos filas paralelas y equidistantes del eje de pista, espaciadas uniformemente a intervalos no mayores de 60 metros en el caso de una pista de vuelo por instrumentos y a intervalos no mayores de 100 metros en una pista de vuelo visual.

**Color:** Se utiliza el color blanco.

**Cobertura:** Son visibles en todos los sentidos, poseen también 5 niveles de brillo variándose de acuerdo con las condiciones meteorológicas reinantes.

## 4. SISTEMA DE LUCES DE IDENTIFICACION DE UMBRAL DE PISTA

**Siglas:** REIL (Runway End Identifier Lights).

Las luces de identificación de umbral pista tiene como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que muestren el inicio de la pista (umbral de pista), además del ancho aproximado de la misma. Son luces de destellos (estroboscópicas) cuya frecuencia de destello debe ser de 60 a 120 veces por minuto.

**Configuración:** Las luces deberán estar instaladas simétricamente respecto del eje de pista, alineadas con el umbral y a 10 metros al exterior de cada línea de luces de borde de pista. Constan de 2 unidades instaladas a cada lado del umbral.

**Color:** Se utiliza el color blanco.

**Cobertura:** Son visibles solo son en el sentido de aproximación.

## 5. SISTEMA DE LUCES DE FINAL DE PISTA

**Siglas:** RENL (Runway End Lights).



Las luces de final pista tienen como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que muestren el sector donde finaliza la franja de despegue.

Son unidades de tipo empotrado, es decir se encuentran instaladas dentro de la pista, el material del que son fabricados ha sido probado para que a través de él pueda rodar una aeronave.

**Configuración:** Se instalarán este tipo de luces en pistas que estén equipadas con luces de borde de pista. Colocadas perpendicularmente al eje de pista tan cerca del final de la pista como sea posible. Serán por lo menos 6 luces espaciadas uniformemente.

**Color:** Se utiliza el color rojo, pues indica precaución, ya que posterior a estas luces no existe mayor superficie para realizar el despegue correspondiente.

**Cobertura:** Son visibles solo son en el sentido de despegue.

## 6. SISTEMA DE LUCES DE UMBRAL DE PISTA

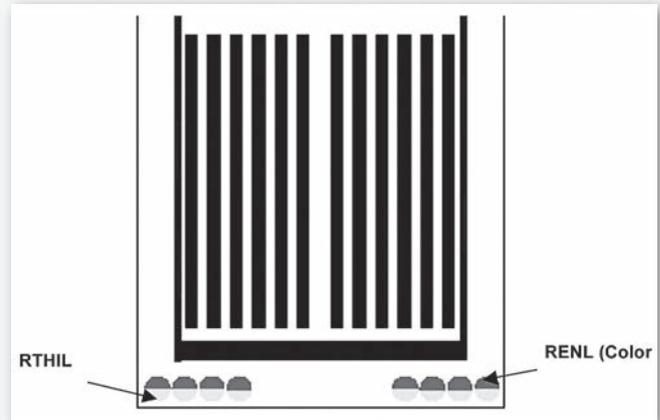
**Siglas:** RTHIL (Runway Threshold Illumination Lights).

Las luces de umbral pista tiene como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que muestren el inicio de la pista (umbral de pista).

**Configuración:** Se instalarán este tipo de luces en pistas que estén equipadas con luces de borde de pista. Colocadas perpendicularmente al eje de pista tan cerca de umbral de pista como sea posible separadas uniformemente cada 3 mts. (Pista Categoría I).

**Color:** Se utiliza el color verde, indicando que a partir de este sector existe la superficie correspondiente para que cualquier aeronave pueda aterrizar.

**Cobertura:** Son visibles solo son en el sentido de aproximación.



**Figura 6.** Ubicación de las luces de final y Umbral de pista.

## 7. FARO DE AERODROMO.

**Siglas:** ABN (Aerodrome Beacon).

El Faro de Aeródromo tiene como finalidad proporcionar al piloto señales luminosas que muestren la existencia de un aeródromo.

**Configuración:** Será instalado en el aeródromo o en su proximidad, en una zona de baja iluminación de fondo. Emitirá destellos alternados de color blanco y verde, por tratarse de aeródromo terrestre..

**Color:** Se utiliza el color blanco y verde.

**Cobertura:** Es visible en todos los sentidos.

## 8. SISTEMA INDICADOR DE SENDA DE APROXIMACIÓN DE PRECISIÓN

**Siglas:** PAPI (Precision Approach Path Indicator)

**Configuración:** Los elementos que proveen las señales deberán estar instalados generalmente al lado izquierdo de la pista con las distancias especificadas en la Fig.7. Los elementos se montarán lo más bajo posible y serán lo suficientemente ligeros y frangibles para no



constituir un peligro para las aeronaves.

**Color:** Se utiliza el color rojo y blanco.

**Cobertura:** Son visibles solo en el sentido de aproximación.

Haciendo una retrospectiva de los inicios de este sistema podemos hablar del año 1977, ya que a mediados de ese año se puso a prueba en el aeropuerto de Gastwick (Londres-Inglaterra) uno de los primeros equipos PAPI de la marca ADB y se concluyo que sus señales eran más fiables que del sistema VASIS (Visual Approach Slope Indicator System – Sistema Visual Indicador de Pendiente de Aproximación).

Los sistemas visuales indicadores de pendiente de aproximación normalizados se clasifican, según el Anexo 14, en:

T-VASIS y AT-VASIS.

PAPI y APAPI.

Las especificaciones del sistema T-VASIS y ATVASIS no se describirán en el presente artículo por ser un sistema que ya no se utiliza dentro de los aeropuertos.

## 8.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

El sistema PAPI (L-880, especificaciones FAA) está constituido por cuatro elementos ubicados normalmente al lado izquierdo de la pista (vista en el sentido de la aproximación). En algunos casos tiene un mecanismo automático de interrupción en caso de que el ángulo de las unidades este incorrecto.

El elemento más cercano a la pista (elemento D de la figura 7) debe estar a mayor altura que el ángulo de elevación requerido.

El sistema APAPI (PAPI Abreviado – L881

especificaciones FAA), está constituido por dos elementos ubicados normalmente al lado izquierdo de la pista (vista en el sentido de la aproximación).

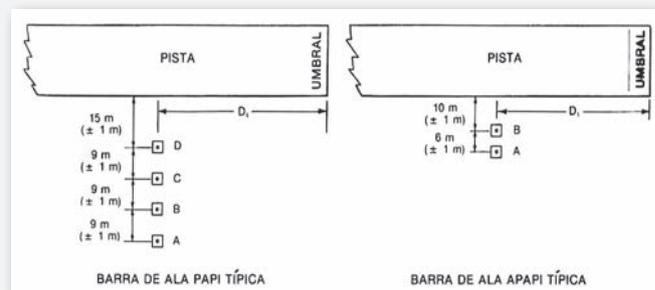
Existen dos tipos de sistemas, el sistema estilo “A”, es el que usa 220 o 240VAC para el suministro de todo el circuito; y el sistema estilo “B” el cual usa 6.6 o 20A para el circuito en serie.

Cuando se cuente con dos sistemas PAPI o APAPI en ambos lados de la pista la configuración simétrica servirá para aeronaves que exijan guía exterior de balanceo.

Estos sistemas serán utilizados tanto en operaciones diurnas como nocturnas. Teniendo una graduación de intensidad de 5 pasos, graduándose de acuerdo a las condiciones predominantes, evitándose así el deslumbramiento del piloto. En tiempos despejados el alcance del sistema será de 7,4 km.

Cada uno de estos elementos (A, B, C y D de la Figura 7) son llamados unidades lumínicas que pueden estar constituidos por dos o tres sistemas ópticos, que a su vez se encuentran constituidos por: lámparas halógenas de 200 Watts de potencia y 6.6 Amperios de corriente, un reflector de precisión de aluminio, un filtro rojo de vidrio de alto grado de difusión y un lente de proyección de 100 mm de diámetro.

Están montados sobre unas bases de hormigón, en donde se encuentran los transformadores de aislación para su conexionado en serie (Fig.8).



**Figura 7.** Distancias de Instalación de Elementos del Sistema PAPI y APAPI.



**Figura 8.** PAPI marca PHILIPS - Unidad Lumínica con tres Sistemas Ópticos.

La distancia D1 respecto al umbral (Fig. 7), requiere un análisis minucioso y se encuentra subordinada a los siguientes aspectos:

- a) Tipo de aeronave crítica.
- b) La clave de la pista.
- c) Angulo de aproximación definido.
- d) Compatibilidad con el ILS.
- e) Pendiente longitudinal de la pista.
- f) El MEHT (Minimun Eye Height Threshold) altura mínima del ojo sobre el umbral.

En La Paz este sistema se encuentra emplazado, para la pista 10 a 416 metros del umbral, con un ángulo de aproximación de 2,5° y para el caso de la pista 28 se encuentra a 598 metros del umbral, con un ángulo de aproximación de 3°.

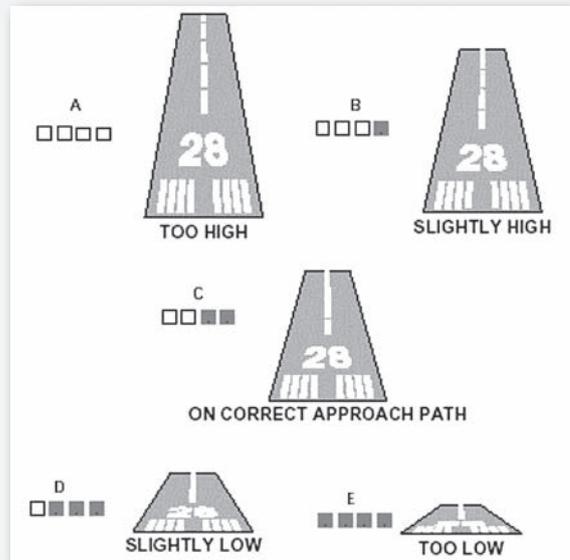
**8.2 SEÑALES DEL SISTEMA PAPI Y APAPI**

Las señales que el sistema PAPI ofrece al piloto son las que se encuentran especificadas en la Figura 9-A y Figura 9-B, donde aparte de ver los colores de las luces se puede apreciar la perspectiva de la pista en la aproximación.

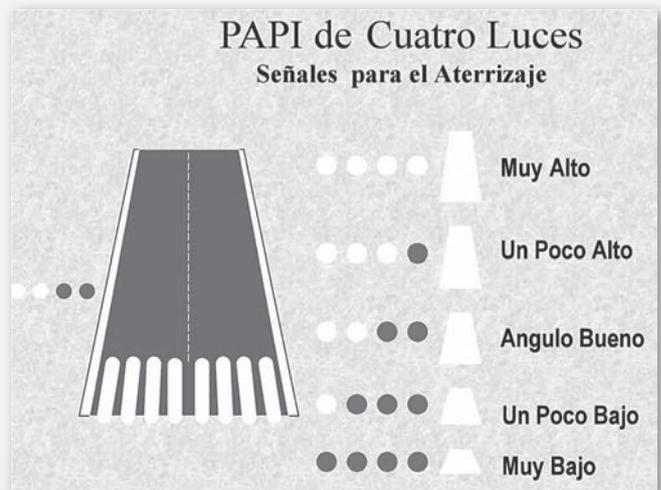
A continuación se describen los incisos de la figura 9-A.

- a) Cuando la aeronave se encuentre muy por encima de la pendiente de aproximación el piloto verá cuatro luces de color blanco.
- b) Cuando la aeronave se encuentre por encima

- de la pendiente de aproximación el piloto verá de color rojo la luz más cercana a la pista y de color blanco las otras tres luces.
- c) Cuando la aeronave se encuentre en la pendiente de aproximación ó muy cerca a ella el piloto verá de color rojo las dos luces más cercanas a la pista y de color blanco las dos restantes.
- d) Cuando la aeronave se encuentre por debajo de la pendiente de aproximación el piloto verá de color rojo las tres luces más cercanas a la pista y de color blanco la restante.
- e) Cuando la aeronave se encuentre muy por debajo de la pendiente de aproximación el piloto verá de color rojo las cuatro luces, siendo esta situación.



**Figura 9-A.** Señales del Sistema PAPI.



**Figura 9-B.** Señales del Sistema PAPI.



Las señales que el sistema APAPI ofrece al piloto son las que se muestran en la Figura 10, a continuación se describen estas señales.

Cuando la aeronave se encuentre por encima de la pendiente de aproximación el piloto verá de color blanco las dos luces.

Cuando la aeronave se encuentre en la pendiente de aproximación ó muy cerca a ella, el piloto verá de color rojo la luz más cercana a la pista y de color blanco la otra luz.

Cuando la aeronave se encuentre por debajo de la pendiente de aproximación el piloto verá de color rojo las dos luces.

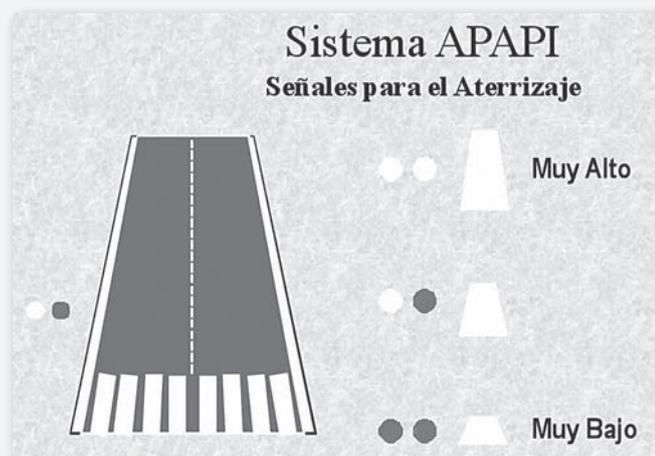


Figura 10. Señales del Sistema APAPI.

### 8.3 NIVELACIONES

Para garantizar unas señales óptimas se deben hacer las siguientes nivelaciones, tres en el campo y una en el taller.

La primera nivelación se la hace con referencia al eje de la pista, ya que este es el punto mas alto de la pista, esta cota debe coincidir con el centro del lente de las cuatro unidades lumínicas y estar coincidentes con un margen de variación de 5 mm. La segunda nivelación se denomina nivelación angular y se la realiza con un instrumento llamado inclinómetro (aparato de precisión que comprende 2 niveles de burbuja y un mecanismo vernier que puede medir ángulos de 0° a 12°), se

calibra unidad por unidad con la siguiente tabla (designación de elementos según la figura 7):

UNIDAD	ÁNGULO
D	3°30' (θ4)
C	3°10' (θ3)
B	2°50' (θ2)
A	2°30' (θ1)

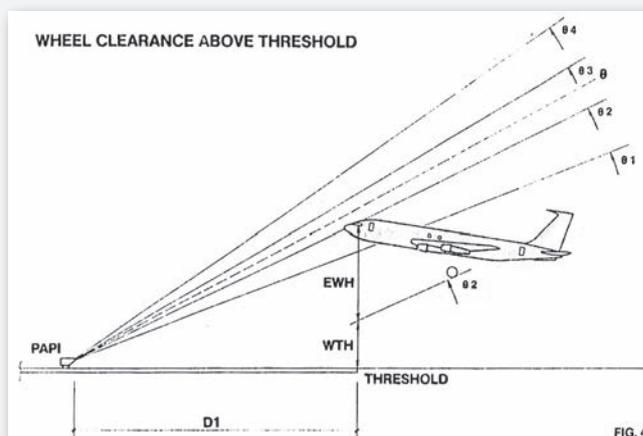


Figura 11. Reglaje Angular del Sistema PAPI con Aeronave en Aproximación.

El ángulo de pendiente de aproximación se encuentra entre las unidades 2 y 3.

En la Figura 11, se puede apreciar los cuatro ángulos de las unidades del sistema PAPI (θ4, θ3, θ2 y θ1), entre el ángulo θ2 y θ3 se encuentra el ángulo estipulado para la aproximación correcta. La importancia de que la aeronave ingrese con la correcta pendiente de aproximación es debido a que debe existir la suficiente distancia para el frenado de la misma.

Las siglas EWH (Eye-Wheel Height) es la altura de los ojos-rueda, que depende del tipo de aeronave, a mayores envergaduras de la aeronave mayor es la altura y WTH (Wheel-Threshold Height) es la altura de las ruedas sobre el umbral, esta altura depende de los obstáculos reinantes. La suma de ambas alturas da como resultado el MEHT, es decir la altura mínima de ojos sobre el umbral en sentido de aproximación.

Finalmente se realiza la tercera nivelación denominada nivelación transversal, se la realiza también con el inclinómetro, nos debe mostrar

una perpendicularidad con el eje de pista.

La alineación en el taller se la realiza con el banco de alineamiento óptico, este banco nos coloca frente al sistema óptico como si estuviéramos a 1Km., esta nivelación ajusta los proyectores de tal manera que todos ellos tengan las mismas características ópticas de transición y puedan ser intercambiables.

Los ángulos típicos, a los que se encuentran graduados las unidades del sistema de pendiente de aproximación APAPI son (designación de elementos según la figura 7):

UNIDAD	ÁNGULO
1	3° 15'
2	2°45'

## 9. ÚLTIMAS NOVEDADES

Al igual que varias industrias en todo el mundo, la industria aeronáutica también ha buscado la forma de optimizar el uso de la energía, mediante el uso de energías alternativas como ser la energía solar. Es por eso que en la actualidad muchas industrias que fabrican luces para las ayudas visuales ya tienen operando elementos cuyo suministro es mediante paneles de energía solar (ADB Siemens).

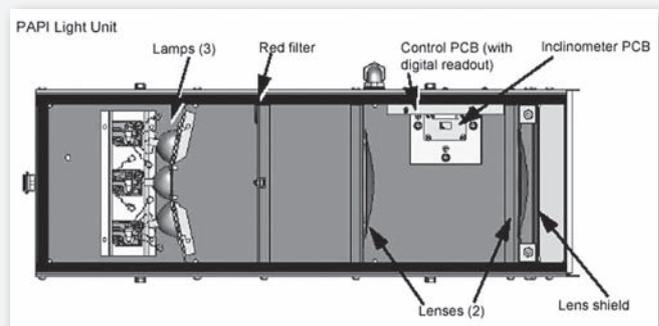
Otra innovación digna de destacar de la fábrica ADB Siemens, es el SCPAPI (Single Channel PAPI), que consiste en la instalación de un solo sistema óptico, en lugar de 2 ó 3, reduciendo el tiempo de instalación y el espacio de instalación, cumpliendo con las normas de la OACI y de la FAA en la emisión de sus señales. Cada una de estas unidades posee tres lámparas de 105 Watts, 6.6 amperios sumándose un total de 315 W, siendo esta potencia 21% menor que los equipos que usan 2 lámparas de 200 W y 48% menor que los equipos que utilizan 3 lámparas de 200 W (Sistema PAPI marca PHILIPS instalado en el Aeropuerto El Alto- Figura 8). Además incluye una nueva tecnología utilizando dos lentes internamente colocados y un filtro produciendo una transición

muy cerrada entre los colores rojo y blanco. La otra gran ventaja de este nuevo equipo es la facilidad en la instalación, alineamiento y mantenimiento.

Cada unidad viene con un indicador digital del ángulo vertical, con una resolución de 0.01 grados decimales, eliminándose la necesidad de realizar verificación manual con inclinómetro del ángulo de aproximación, reduciéndose el tiempo de mantenimiento.

Para incrementar la fiabilidad de las señales emitidas por este equipo, tiene un control electrónico de inclinación, el cual está diseñado para desenergizar, luego de 25 segundos, las lámparas cuando el ángulo varié en + 0.50 y - 0.25 del ángulo designado para la aproximación.

En la figura 12- A se pueden apreciar las partes del SC PAPI y la figura 12-B muestra el elemento SC PAPI de forma física.



**Figura 12-A.** Partes del SCAPI



**Figura 12-B.** Vista del SCAPI



La empresa "flightligh" ha desarrollado un Sistema APAPI con suministro de energía solar y utilizando lámparas LED's en lugar de lámparas incandescentes, que puede ser aplicado en lugares donde es inaccesible el suministro de energía eléctrica. Este equipo tiene un consumo mínimo de potencia (45 W de día y 15 W de noche), siendo una de las mejores soluciones para el uso eficiente de la energía (conjunción de lámparas LED's con suministro de energía solar).

En la figura 13 se muestra los dos elementos del sistema APAPI (PAPI Abreviado) más los paneles solares para el suministro de energía.



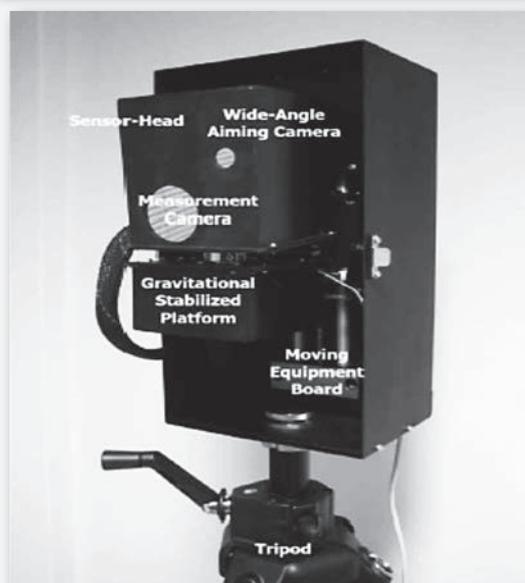
**Figura 13.** Vista de APAPI con energía Solar

Si hablamos de equipos con nueva tecnología, es digno mencionar la solución optoelectrónica para un alineado perfecto de los elementos del sistema PAPI, desarrollado por la empresa ACS internacional, presentado en la Conferencia Anual de IES (Illuminating Engineering Society) en el Comité de Iluminación Aeronáutica, en octubre del 2009.

Se trata de un sensor montado sobre un mecanismo graduable que puede ser enlazado a un software de análisis de imágenes. La captura de imágenes del PAPI, lo realiza como si lo estuvieran viendo los ojos del piloto. Teniendo una exactitud de medición de 1 grado centesimal.

Este equipo fue probado por el equipo de expertos de la FAA en Centro Técnico de Atlantic City. En

octubre del 2009, el Grupo de Trabajo de Ayudas Visuales de la OACI, durante el séptimo encuentro llevado a cabo en Kansas, aprobó realizar una enmienda en el Manual de diseño de Aeródromos, Parte 4 en el párrafo 8.3.18.1-2, introduciendo la recomendación de utilizar un instrumento optoelectrónico para una alineación más precisa del sistema PAPI. (Fig 14).



**Figura 14.** Equipo de Alineación Optoelectrónico, Instalación y vista del Software.

## USO DE LED'S EN LUGAR DE LAMPARAS HALOGENAS

La FAA ha realizado investigaciones para reemplazar las lámparas incandescentes por lámparas de Diodos Emisores de Luz (LED por sus siglas en ingles), lo cuales son mucho más eficientes. Estas investigaciones comenzaron a mediados del 2005. La expectativa de vida que se tiene de las lámparas LED es de más de 100000 horas de funcionamiento.

La empresa ADB SIEMENS y Carmanah Technologies, han formado un equipo para proveer la siguiente variedad de elementos cuyo suministro esta en base a paneles solares y las lámparas utilizadas son de tipo LEDs. Dando énfasis a soluciones "verdes" y sostenibles en el área aeronáutica.

Como dato interesante la empresa AIRLED, ha instalado 100 Balizas L-860 Led/861Led cuyo consumo total es de 700 Watts, esta la instalación se la realizó con Doble LOOP (doble circuito) y Convertidor de Corriente para Alimentación de Emergencia, en el Aeropuerto de Villa Dolores Prov. De Córdoba, el año 2008.

### Solar Aviation Runway/Threshold (SART) LED Lights



Este tipo de luces tiene integrados tanto la lámpara LED como los paneles solares para el suministro de energía. Se pueden instalar en luces de borde de pista, borde de calle de rodaje, umbral de pista, luce de helipuertos y luces de obstrucción.

### Solar Aviation Taxiway Obstruction (SATO) LED Lights

Este tipo de luces no tiene integrado los paneles solares, pudiendo instalarse tanto de forma temporal como permanente o como luces de emergencia.

Se aplican en luces de borde de calles de rodaje, luces de obstrucción y luces de emergencia.



### Solar Aviation Wireless LED (SAWL) Lights

Este equipo combina dentro su diseño, suministro con energía solar, lámparas LEDs y un sistema opcional de control inalámbrico muy seguro.

El sistema de control puede ser comandado desde las instalaciones terrenas como desde una aeronave a una distancia de 4 kilómetros.

Estos elementos se pueden instalar en luces de borde de pista, umbral de pista y luces de obstrucción.



**BIBLIOGRAFÍA.-**

1. AERÓDROMOS, ANEXO 14 VOLUMEN I, DISEÑO Y OPERACIONES DE AERÓDROMOS. ORGANIZACIÓN DE AVIACIÓN CIVIL INTERNACIONAL.
2. DOCUMENTO 9157-AN/901 MANUAL DE PROYECTO DE AERÓDROMOS PARTE 4, AYUDAS VISUALES. ORGANIZACIÓN DE AVIACIÓN CIVIL INTERNACIONAL.
3. DOCUMENTO 9157-AN/901 MANUAL DE PROYECTO DE AERÓDROMOS PARTE 5, SISTEMAS ELECTRICOS. ORGANIZACIÓN DE AVIACIÓN CIVIL INTERNACIONAL.
4. INTRODUCCIÓN A LA ILUMINACIÓN AEROPORTUARIA MANUAL DE PHILIPS.
5. MORE ABOUT PAPI PUBLICACIÓN DE ADB, SIEMENS.
6. AERONAUTICAL MANUAL INFORMATION CAPITULO 2. FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION.
7. CIRCULARES DE LA ADMINISTRACION FEDERAL DE AVIACION.
  - AC 150/5345-28F, Precision Approach Path Indicator (PAPI) Systems.
  - AC 150/5340-26A, Maintenance of Airport Visual Aid Facilities.
  - AC 150/5340-30, Design And Installation Details for Airport Visual Aids.
8. VISUAL AIDS HANBOOK CIVIL AVIATION AUTHORITY, UNITED KINGDOM.

**PAGINAS WEB**

- <http://www.chalp.com/>  
Cooper Crouse-Hinds Airport Lighting Products
- <http://www.adb-airfield.com/>  
ADB Airfield Solutions
- [http://www.adb-airfield.com/product\\_center\\_solar/products.aspx](http://www.adb-airfield.com/product_center_solar/products.aspx)  
Innovaciones ADB
- [http://www.sas.siemens.com/product\\_center/products.aspx](http://www.sas.siemens.com/product_center/products.aspx)  
Información productos aeronáuticos – Industria ADB.
- <http://www.flightlight.com/airportlighting/4.0.1/4.0.1.html>  
Información sobre APAPI con suministro de energía solar.



**Lic. Sergio Iván Barbosa Calderón,**  
Licenciado en Electromecánica, Universidad Mayor de San Andrés.

Diplomado en Educación Superior, Facultad Técnica- UMSA.

Actualmente integrante de la Sección Electromecánica, AASANA, Aeropuerto Internacional El Alto.

Áreas de interés: Automatización Industrial, Monitoreo y Control Automatizado, Ayudas Visuales a la Navegación Aérea, Navegación Satelital.

**P.A.P.I.  
PRECISIÓN APPROACH  
PATH INDICATOR**

**CALCULO DE TENSION VON : NEUTRO – PUNTO FLOTANTE  
BANCO DE CAPACITORES SHUNT DE S/E ARANJUEZ**

■ Rubén Marca Carpio

**OBJETIVOS**

El presente estudio tiene la finalidad de:

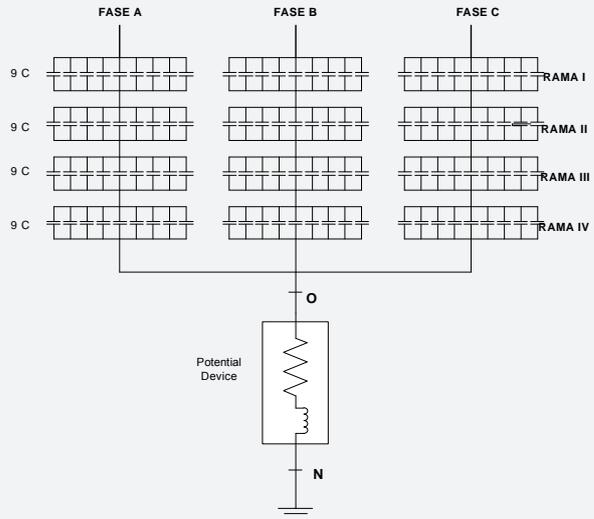
- Determinar el Voltaje "VON" que se produce debido al desequilibrio del Banco de Capacitores por alguna falla en alguno de sus componentes (capacitores).
- Demostrar que la salida de capacitores "c" define un voltaje de "VON" diferente según donde se haya producido su salida, es decir si fue de una misma rama, diferente rama ó de diferentes fases<sup>1</sup>.
- A partir de la magnitud del valor "VON" realizar la gestión del mantenimiento al Banco de Capacitores.

**BANCO DE CAPACITORES S/E ARANJUEZ**

El Banco de capacitores de la S/E Aranjuez tiene la configuración de estrella con neutro aislado.

El punto común del conexionado de capacitores "O" se conecta a un elemento altamente resistivo<sup>2</sup> "Potential Device" y este al neutro "N" aterrado.

El Banco de capacitores esta constituido por 108 capacitores<sup>3</sup>, 36 unidades en cada fase. Cada fase esta formada por 4 ramas en serie y cada rama por 9 capacitores en paralelo.



**Figura 1.** Esquema de conexión Banco de Capacitores Aranjuez  
**Fuente:** Instalación física en Aranjuez, Elaboración propia

**CALCULO DE CAPACIDAD EQUIVALENTE**

Para la realización del cálculo se determinará la Capacidad Equivalente "Ce" para los diferentes casos de salida de capacitores (proceso del cálculo en anexo).

**Caso 1.-**

Capacidad por fase, con la totalidad de sus capacitores:

Rama I, II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.  
De la combinación paralelo y serie se determina la

capacidad equivalente:  $C_e = \frac{9c}{4} = 3.6 \mu F$

**Caso 2.-**

Capacidad por fase, menos un capacitor "c" en la Rama I

Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la

1. El cálculo teórico de voltaje "VON" según las fórmulas del manual del Relé UP (S&C Automatic Control Device Type UP), no explicita si la salida del capacitor fue de una misma rama, otras ramas ó otras fases.  
2. El "Potential Device" censa el desequilibrio del Banco de Capacitores y este transmite al Relé de protección UP, para que en su caso de disparó a su Interruptor asociado.  
3. Cada capacitor nominal "c" según placa es de 1.6 µF; 5 A; 50 kVAR; 9960 V.



capacidad equivalente:  $C_e = \frac{24c}{11} = 3.4909 \mu F$

La simultaneidad capacitiva<sup>4</sup> para este caso es 3.13%.

### Caso 3.-

Capacidad por fase, menos dos capacitores "c" en la Rama I

Rama I: 7 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la capacidad equivalente:  $C_e = \frac{21c}{10} = 3.36 \mu F$

La simultaneidad capacitiva para este caso es 7.14%.

### Caso 4.-

Capacidad por fase, menos dos capacitores "c" en la Rama I y Rama II

Rama I: 8 capacitores; Ramas II: 8 capacitores; Rama III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la capacidad equivalente:  $C_e = \frac{36c}{17} = 3.3882 \mu F$

La simultaneidad capacitiva para este caso es 6.25%.

### Caso 5.-

Capacidad por fase, menos dos capacitores "c" en la Rama I de las Fases A y Fase B

Fase A: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

Fase B: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la

capacidad equivalente para una fase:  $C_e = \frac{24c}{11}$ , (similar al caso 2)

### Caso 6.-

Capacidad por fase, menos tres capacitores "c" en la Rama I

Rama I: 6 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la capacidad equivalente para una fase:  $C_e = 2c = 3.2 \mu F$   
La simultaneidad capacitiva para este caso es 12.5%.

### Caso 7.-

Capacidad por fase, menos tres capacitores "c" en las Fases A y Fase B

Fase A: Rama I: 7 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

Fase B: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

De la combinación paralelo y serie se determina la capacidad equivalente para una fase: [Fase A]; [Fase B]  
La simultaneidad capacitiva para este caso es 7.14%; 3.13% en fases A y B respectivamente.

## DETERMINACION DE IMPEDANCIA

La expresión de la impedancia es:

Forma compleja:  $Z = R - j X_c$ ;

Forma fasorial:  $Z = |Z| \angle \varphi$

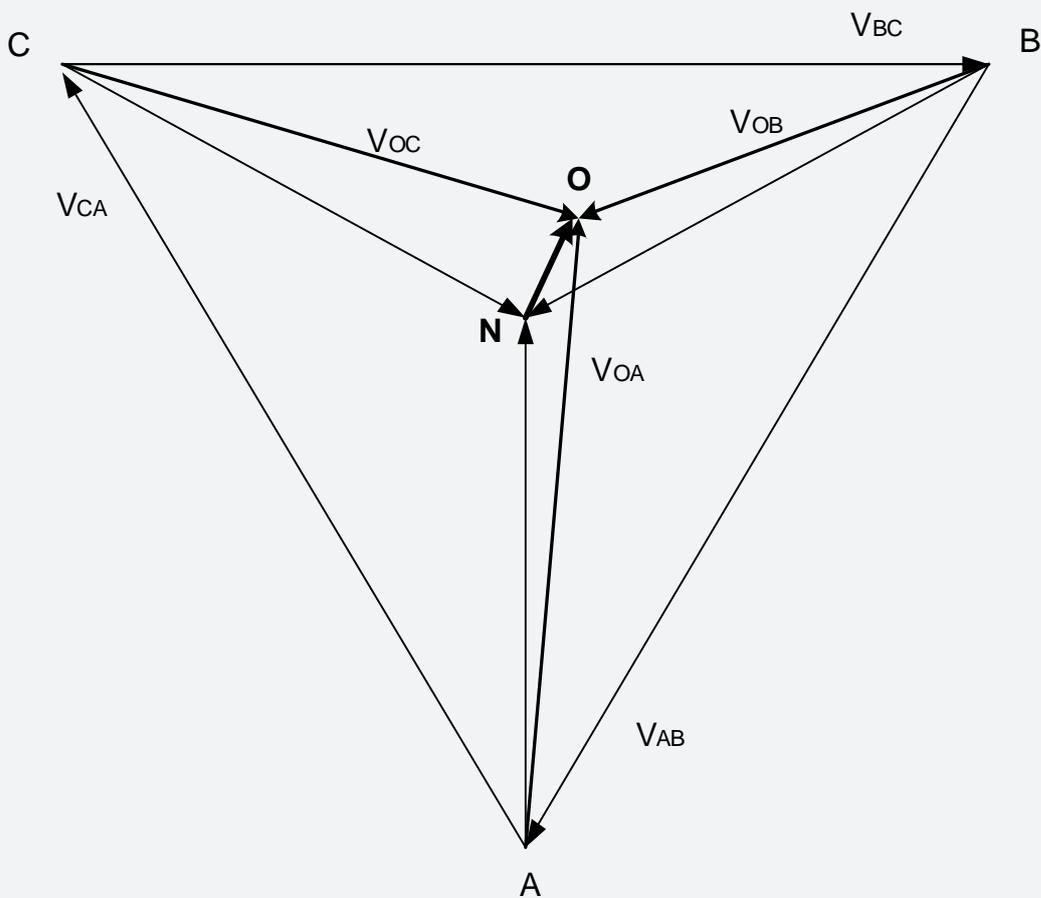
Por definición:  $R=0$  y  $X_c = \frac{1}{2\pi f c}$

Entonces la impedancia capacitiva en forma fasorial es:  $Z = X_c \angle -90^\circ$

4. La simultaneidad capacitiva para estos casos se considerará como la diferencia en porcentaje de la capacidad equivalente con la salida de algún capacitor en una Fase y la capacidad equivalente con todas sus unidades completas en otra Fase. Para el presente ejemplo:  $3.6/3.4909 * 100\%$ .



**CALCULO DE LA TENSION NEUTRO – PUNTO FLOTANTE  $V_{ON}$**



**Figura 2.** Diagrama vectorial de Tensiones y punto flotante "O"  
**Fuente:** Circuitos Eléctricos; Edminister  
 Elaboración propia

Del diagrama se representa:

$$V_{AB} = 69000 \angle 240^\circ$$

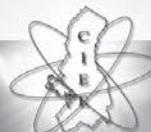
$$V_{BC} = 69000 \angle 0^\circ$$

$$V_{CA} = 69000 \angle 120^\circ$$

$$V_{BN} = \frac{69000}{\sqrt{3}} \angle 210^\circ$$

Al ser neutro aislado la sumatoria de las corrientes es nula:  $\sum i = 0$

$$i_A + i_B + i_C = 0$$



$$\frac{V_{OA}}{Z_A} + \frac{V_{OB}}{Z_B} + \frac{V_{OC}}{Z_C} = 0$$

$$\frac{V_{OB} - V_{AB}}{Z_A} + \frac{V_{OB}}{Z_B} + \frac{V_{OB} + V_{BC}}{Z_C} = 0$$

$$\frac{V_{OB}}{Z_A} - \frac{V_{AB}}{Z_A} + \frac{V_{OB}}{Z_B} + \frac{V_{OB}}{Z_C} + \frac{V_{BC}}{Z_C} = 0$$

$$V_{OB} \left( \frac{1}{Z_A} + \frac{1}{Z_B} + \frac{1}{Z_C} \right) = \frac{V_{AB}}{Z_A} - \frac{V_{BC}}{Z_C}$$

$$V_{OB} = \frac{\frac{V_{AB}}{Z_A} - \frac{V_{BC}}{Z_C}}{\left( \frac{1}{Z_A} + \frac{1}{Z_B} + \frac{1}{Z_C} \right)}$$

Del diagrama vectorial de tensiones se determina el voltaje producido por desequilibrio del banco de capacitores:

$$V_{ON} = V_{OB} - V_{BN} \quad [\text{Voltios}]$$

### CALCULO NUMERICO

A manera de ejemplo se desarrolla el cálculo de la impedancia capacitiva, para el banco con la totalidad de sus capacitores:

Considerando que cada unidad de capacitor es:  $c=1.6 \mu\text{F}$ ;  $f = \text{frecuencia} = 50 \text{ Hz}$ .

$$C_e = \frac{9c}{4} = \frac{9 * 1.6}{4} = 3.6 \mu\text{F} \quad ; \quad \text{por fase}$$

La reactancia capacitiva es:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C_e} = \frac{1}{2 * 3.14 * 50 * 3.6 * 10^{-6}} = 884.1941$$

[Ohmios]

La impedancia fasorial es:

$$Z = X_c \angle -90^\circ = 884.1941 \angle -90^\circ$$

Impedancia por fase con la totalidad de sus capacitores.

### CALCULO PARA EL CASO 2: menos un capacitor

Fase A: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 911.8276 \angle -90^\circ$$

Fase B y Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_B = Z_C = 884.1941 \angle -90^\circ$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{75.6722 \angle -30^\circ - 78.0372 \angle 90^\circ}{0.0034 \angle 90^\circ}$$

$$V_{OB} = 39.6 * 10^3 \angle -151.5089^\circ$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 39.6 * 10^3 \angle -151.5089^\circ - 39837.1686 \angle 210^\circ$$

$$V_{ON} = 406.5368 \angle 90^\circ \quad \text{Voltios}$$

### CALCULO PARA EL CASO 3: menos dos capacitores

Fase A: Rama I: 7 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 947.3509 \angle -90^\circ$$

Fase B y Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_B = Z_C = 884.1941 \angle -90^\circ$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{72.8347 \angle -30^{\circ} - 78.0372 \angle 90^{\circ}}{0.0033 \angle 90^{\circ}}$$

$$V_{OB} = 39.4 * 10^3 \angle -151.1405^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 39.4 * 10^3 \angle -151.1405^{\circ} - 39837.1686 \angle 210^{\circ}$$

$$V_{ON} = 905.3913 \angle 90^{\circ} \text{ Voltios}$$

#### **CALCULO PARA EL CASO 4: menos dos capacitores**

Fase A: Rama I: 8 capacitores; Ramas II: 8 capacitores; Rama III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 939.4660 \angle -90^{\circ}$$

Fase B y Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_B = Z_C = 884.1941 \angle -90^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{73.4460 \angle -30^{\circ} - 78.0372 \angle 90^{\circ}}{0.0033 \angle 90^{\circ}}$$

$$V_{OB} = 39.4 * 10^3 \angle -151^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 39.4 * 10^3 \angle -151^{\circ} - 39837.1686 \angle 210^{\circ}$$

$$V_{ON} = 796.8786 \angle 90^{\circ} \text{ Voltios}$$

#### **CALCULO PARA EL CASO 5: menos dos capacitores**

Fase A: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

Fase B: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 911.8276 \angle -90^{\circ}$$

$$Z_B = 911.8276 \angle -90^{\circ}$$

Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_C = 884.1941 \angle -90^{\circ}$$



Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{75.6722 \angle -30^{\circ} - 78.0372 \angle 90^{\circ}}{0.0033 \angle 90^{\circ}}$$

$$V_{OB} = 40 * 10^3 \angle -151^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 40 * 10^3 \angle -151^{\circ} - 39837.1686 \angle 210^{\circ}$$

$$V_{ON} = 410.7283 \angle 150^{\circ} \text{ voltios}$$

**CALCULO PARA EL CASO 6:  
menos tres capacitores**

Fase A: Rama I: 6 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 994.7184 \angle -90^{\circ}$$

Fase B y Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_B = Z_C = 884.1941 \angle -90^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{69.3664 \angle -30^{\circ} - 78.0372 \angle 90^{\circ}}{0.0033 \angle 90^{\circ}}$$

$$V_{OB} = 39.1 * 10^3 \angle -152^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 39.1 * 10^3 \angle -152^{\circ} - 39837.1686 \angle 210^{\circ}$$

$$V_{ON} = 1532.1993 \angle 90^{\circ} \text{ voltios}$$

**CALCULO PARA EL CASO 7:  
menos tres capacitores**

Fase A: Rama I: 7 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

Fase B: Rama I: 8 capacitores; Ramas II, III, IV: con 9 capacitores cada rama.

$$Z_A = 947.3509 \angle -90^{\circ}$$

$$Z_B = 911.8276 \angle -90^{\circ}$$

Fase C con la totalidad de sus capacitores

$$Z_C = 884.1941 \angle -90^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{OB} = \frac{72.8347 \angle -30^{\circ} - 75.6722 \angle 90^{\circ}}{0.0033 \angle 90^{\circ}}$$

$$V_{OB} = 39.2 * 10^3 \angle -151^{\circ}$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{ON} = 39.2 * 10^3 \angle -151^{\circ} - 39837.1686 \angle 210^{\circ}$$

$$V_{ON} = 793.3659 \angle 63^{\circ} \text{ Voltios}$$

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL CÁLCULO NÚMÉRICO**

No. Capacitores desconectados	FASE	RAMA	V <sub>ON</sub>	Simultaneidad capacitiva %	REFERENCIA
1	A	I	406.5368	3.13	Caso 2
2	A	I	905.3913	7.14	Caso 3
3	A	I	1532.1993	12.5	Caso 6
2	A	I y II	796.8786	6.25	Caso 4
2	A y B	I	410.7283	3.13	Caso 5
3	A y B	I	793.3659	7.14	Caso 7

**Cuadro No. 1.** Resumen de resultados de Voltaje VON por salida de capacitores

Fuente: Elaboración propia



Se demuestra que la salida de un capacitor "c" según sea su ubicación<sup>5</sup> en el Banco de Capacitores (misma rama, diferente rama, diferentes fases) origina diferentes valores de voltaje "VON".

Del cuadro también se determina que la situación más crítica de Voltaje VON (es decir mayor voltaje) se registra cuando la salida de capacitores "c" se produce en la misma rama de una fase y no así cuando la salida de esos capacitores "c" se distribuyen en otras ramas o fases.

Del cuadro también se establece que la simultaneidad capacitiva (transversal entre fases) aceptable es de 3.13% que corresponde a la salida de un solo capacitor. Valores mayores a esta simultaneidad aceptable se puede considerar como falla con posible disparó y bloqueo del interruptor asociado.

## CONCLUSIONES

El aporte del presente estudio al mantenimiento, consiste en establecer la actuación en caso de producirse la salida de capacitores "c" (unidades) en aquellos bancos que no tienen reserva instalada ó que no cuentan con capacitores de repuesto.

Es así que de producirse la salida de 2 capacitores en una misma rama (por lo expuesto el más crítico) es posible solucionar el problema (disparo del interruptor con bloqueo) trasladando físicamente un capacitor bueno de otra fase al lugar de una de los capacitores dañados. Para el caso de falla en 3 capacitores en una misma rama, directamente se buscaría el equilibrio asumiendo el remplazó con 1 capacitor de cada una de las otras fases no falladas.

Del estudio de caso real del Banco de Capacitores de S/E Aranjuez, se puede evidenciar que en situaciones reales siempre se tendrá un desequilibrio normal entre fases, que para el caso fue de 0.78% (simultaneidad), en este sentido para la valoración que se realiza en mantenimiento se debe considerar no solo los valores límites establecidos de Capacitancia por Fase, sino además este valor de simultaneidad por fases<sup>6</sup>.

Dada la importancia de operabilidad y disponibilidad de los bancos de capacitores se sugiere:

- Realizar una vez al año la medición de capacitancia total por fase
- Realizar cada 3 años la medición de capacitancia por unidad, rama y grupo serie

### Rubén Marca Carpio;

Ing. Eléctrico de la UMSS, diplomado en Preparación y Evaluación de Proyectos, Master en Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Integrante del Colegio de Ingenieros Eléctricos Electrónicos de Cochabamba. Puestos laborales: Responsable Regional TDE: Potosí y Cochabamba. Responsable de Estudios y Medio Ambiente.

5. Del cuadro si salen dos capacitores originan 905 Voltios cuando salen de la misma rama; 796 Voltios si sale un capacitor en una rama y el otro capacitor en otra rama; 410 Voltios si sale un capacitor en una fase y el otro capacitor en otra fase.

6. Este concepto tiene su importancia porque si planteamos el siguiente caso hipotético de capacidad equivalente por fases: 3.50  $\mu\text{F}$ ; 3.87  $\mu\text{F}$  y 3.84  $\mu\text{F}$ , se observa que todos ellos se encuentran dentro los márgenes aceptables por valores límites, pero con una simultaneidad de 11% lo que causará el disparó con bloqueo del interruptor asociado al Banco de Capacitores.

## DESBALANCE DE TENSIONES DEBIDO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN NO-TRANSPUESTAS

Ing. J. Marcelo Torrez Baltazar

■ Ing. Fidel M. León Sossa

### Resumen

El artículo analiza el desbalance de tensiones introducido por las líneas de transmisión de alta tensión asimétricas no-transpuestas. Se emplea el programa de simulación ATP-EMTP y la opción de cálculo de parámetros eléctricos a partir de la disposición geométrica de los conductores de fase en las estructuras que conforman las líneas. El programa de simulación se emplea en el análisis del comportamiento de las líneas bajo condiciones de suministro y carga balanceados, de manera de determinar la contribución individual de las mismas en el desbalance de tensiones.

**Palabras claves.** ATP-EMTP, desbalance de tensiones, líneas de transmisión no-transpuestas, modelación y simulación digital.

### 1. INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de alta tensión actuales, consideran disposiciones asimétricas de los conductores de fase, debido principalmente a las limitaciones constructivas de las mismas.

El espaciado asimétrico de los conductores produce inductancias diferentes por fase, que derivan en caídas de tensión desbalanceadas en la línea, y consecuentes desbalances de tensiones [1].

La transposición de fases en las líneas de transmisión tiene el objetivo de igualar las inductancias por fase y consecuentemente reducir el desbalance de tensiones durante la operación normal de la misma.

En una línea perfectamente transpuesta, cada conductor de fase ocupa el lugar de los otros dos por cada tercera parte de la longitud total de la línea (Fig. 1).

Como caso de análisis se empleará un sistema

de transmisión radial en 115 kV, de disposición asimétrica y una longitud aproximada de 440 km. La línea de transmisión no-transpuesta cuenta con varias subestaciones de retiro de carga intermedias donde se determinan los niveles de desbalance de tensiones.

El presente artículo tiene por objetivo mostrar la metodología y los resultados del estudio llevado a cabo para analizar el efecto de las líneas de transmisión de alta tensión no-transpuesta, en el desbalance de tensiones del sistema.

Para el estudio se empleó el programa de simulación ATP-EMTP (Alternative Transients Program – Electromagnetic Transients Program).

La herramienta de simulación ha sido empleada en el análisis del comportamiento de la línea de transmisión, bajo condiciones de suministro y carga balanceados, de manera de determinar la contribución individual de la misma en los niveles de desbalance de tensiones.

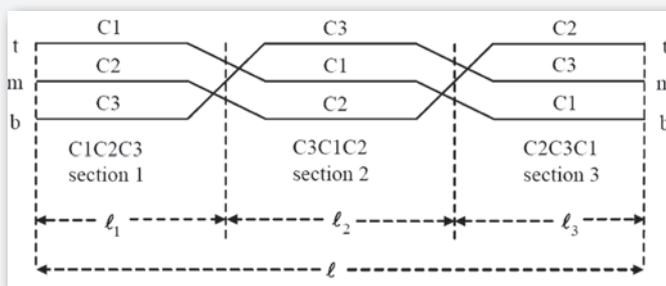


## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

### 2.1. Transposición de fases

La disposición asimétrica de los conductores de fases en las estructuras de las líneas de transmisión, ocasiona enlaces de flujo diferentes por fase, y por lo tanto inductancias diferentes. Esto resulta en tensiones desbalanceadas en el extremo receptor de la línea, incluso si las tensiones en el extremo emisor y las corrientes de línea son balanceadas [2].

Una inductancia diferente por fase resulta en un circuito asimétrico, el cual introducirá problemas de desbalance de tensiones y corrientes en el sistema. Este problema puede ser resuelto mediante el intercambio de la posición de los conductores de fase en intervalos regulares a lo largo de la línea, de manera que cada conductor ocupe la posición original de los otros dos conductores en un intervalo igual de distancia, como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 1.** Transposición de fases de una línea trifásica simple.

El resultado de la transposición de fases es balancear el acoplamiento inductivo y la capacitancia mutua entre fases de la línea de transmisión.

La transposición reduce la interferencia electrostática y electromagnética en la línea y en los sistemas de comunicación; debido a que las tensiones electrostáticas inducidas se balancean a través de un ciclo completo de transposición, y a la vez se reducen las tensiones electromagnéticas inducidas en los conductores adyacentes

[2]. La figura 1 muestra un ciclo completo de transposición de una línea trifásica, con tres transposiciones, donde la línea es dividida en tres secciones iguales ( $l_1 = l_2 = l_3 = l/3$ ), y t, m y b son utilizados para designar la posición física de los conductores en la estructura [3]. Si los tres conductores del circuito son designados como C1, C2 y C3, la transposición queda definida, como la posición de los conductores en las tres secciones en el orden C1C2C3, C3C1C2 y C2C3C1 respectivamente, como se muestra en la figura.

La transposición de fases permite también obtener redes de secuencia (0, 1 y 2) desacopladas, de manera que las corrientes de secuencia positiva produzcan sólo caídas de tensión de secuencia positiva. De manera similar, las corrientes de secuencia negativa produzcan sólo caídas de tensión de secuencia negativa, y las corrientes de secuencia cero sólo produzcan caídas de tensión de secuencia cero [4].

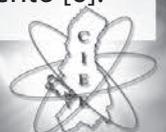
De otra manera, si las impedancias serie no son iguales, entonces la matriz de impedancias de secuencia no es diagonal, las redes de secuencia están acopladas y la caída de tensión a través de cualquier red de secuencia depende de las tres corrientes de secuencia.

## 2.2. Desbalance de Tensiones

### 2.2.1. Definición y Cuantificación

Un sistema de potencia trifásico se define como asimétrico o desbalanceado cuando los módulos de la componente fundamental de las tensiones o corrientes no son iguales y/o cuando los ángulos de desfase entre las tensiones no son iguales [5].

La correcta cuantificación del desbalance de tensiones y/o corrientes en un sistema trifásico, se realiza mediante el empleo del método de componentes simétricas, y se define como la relación entre la componente de secuencia negativa y positiva, expresado en por ciento [6].



$$u = \frac{U_2}{U_1} \times 100 \quad (1)$$

### 2.2.2. Límites y Causas

Las normas internacionales (como la IEC 61000-3-13 [6]) recomiendan límites para la relación de desbalance de tensiones definida por la ecuación (1) de <2 % para sistemas de baja y media tensión y <1 % para alta tensión, medidas como valores cada 10 minutos, con un máximo instantáneo permitido de 4 % [7]. La razón para límites más estrechos en el caso de sistemas de alta tensión se debe a que estos son diseñados para ser operados a su máxima capacidad con una carga trifásica balanceada. En el caso de sistemas de distribución, cuya finalidad principal es la alimentación de cargas monofásicas, las líneas y equipos instalados son diseñados para operar con relativos niveles de desbalance.

Las principales causas para la existencia de tensiones y/o corrientes desbalanceadas en los sistemas trifásicos de potencia son la distribución inequitativa de las cargas monofásicas y/o las impedancias asimétricas de las líneas de transmisión, ocasionada por la no o incompleta, transposición de las mismas [8].

### 2.2.3. Normativa Internacional

Como se mencionó anteriormente, para la correcta cuantificación del desbalance de tensiones se requiere determinar las componentes de secuencia, lo que implica conocer las tres componentes de fase de las tensiones, así como los ángulos de desfase entre ellas. A efectos de simplificar la determinación del índice de desbalance, las normas IEC 61000-4-30 [9] y la IEEE 1159 [10] proponen fórmulas de cálculo alternativas. Ambas tienden a que sean necesarios menos parámetros para determinar el índice de desbalance, lo cual se logra con distintos grados de exactitud en cada caso [11].

#### IEC 61000-4-30

En esta norma se propone que para un sistema trifásico el índice de desbalance definido en (1) pueda calcularse mediante la siguiente fórmula alternativa:

$$u = 100 \times \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \times \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \times \beta}}} \quad (2)$$

Donde  $\beta$  se calcula según (3)

$$\beta = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2} \quad (3)$$

Donde las tensiones  $U_{ij}$  corresponden a la componente fundamental de la tensión entre las fases  $i$  y la fase  $j$ .

#### IEEE 1159

En este caso el índice de desbalance se estima como la desviación máxima entre el valor de la tensión de línea y el promedio de las tensiones de línea, dividida entre el promedio de las tensiones de línea, según se expresa en (5), donde los subíndices  $i$  y  $j$  corresponden a las fases  $a$ ,  $b$  y  $c$ .

$$u = 100 \times \max \left[ \frac{U_{ij} - U_{prom}}{U_{prom}} \right] \quad (4)$$

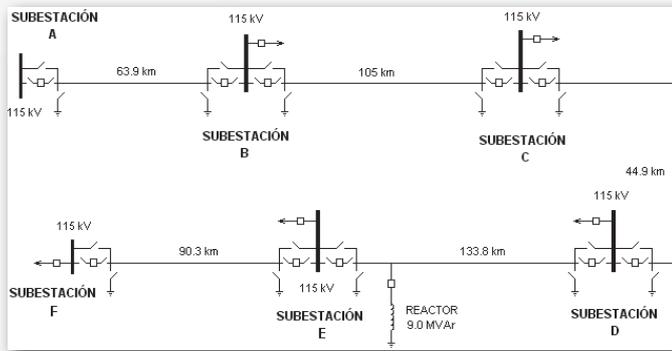
## 3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Con el objetivo de determinar el efecto individual de las líneas de transmisión, en los niveles de desbalance de tensiones, los demás componentes del sistema se modelan a través de elementos simétricos. De la misma manera, el suministro de la línea se realiza mediante una fuente de tensiones trifásica balanceada.

A continuación se muestra el diagrama unifilar del



sistema de transmisión en estudio.



**Figura 2.** Diagrama unifilar del sistema de estudio.

### 3.1. Modelación de Componentes

A continuación se describe la modelación de los componentes del sistema de estudio en el programa de simulación ATP-EMTP.

#### Sistema Equivalente SIN

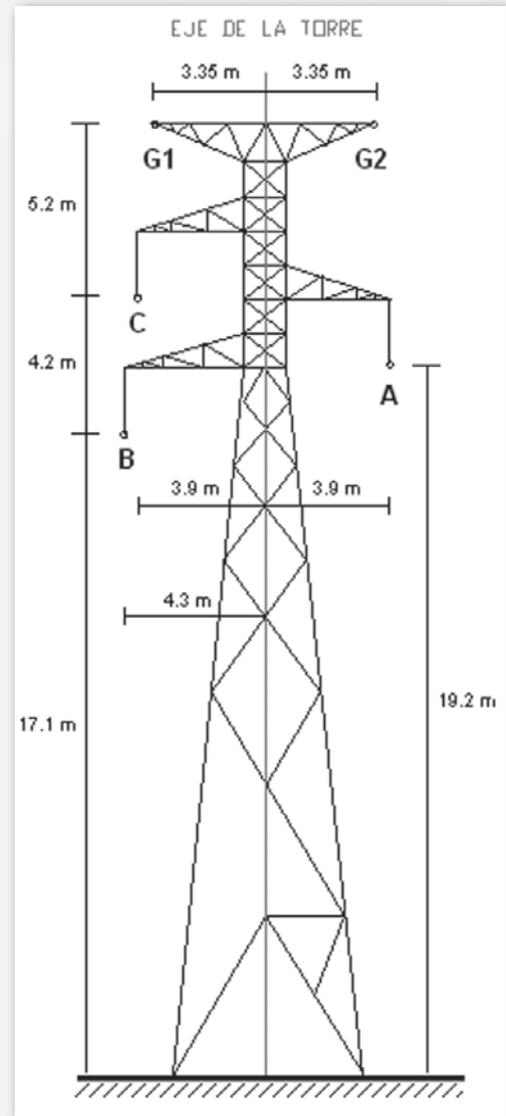
La red equivalente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es modelada por medio de un equivalente Thevenin, compuesto por una fuente de tensión sinusoidal balanceada en serie con impedancia simétrica de secuencia positiva y cero, obtenida de un análisis de cortocircuito.

#### Línea de Transmisión

La línea de transmisión se representa mediante el modelo de parámetros distribuidos Bergeron, que calcula la matriz de impedancias y admitancias en función de la disposición geométrica de la estructura [12]. El modelo dispone también de una opción, que permite realizar la transposición perfecta de la línea, y de esta forma igualar las impedancias por fase. Los datos de la línea y la disposición geométrica de los conductores en la estructura se detallan a continuación:

	Tipo	Resistencia [Ω/km]	D <sub>INT</sub> [mm]	D <sub>EXT</sub> [mm]
Conductor de fases	IBIS	0.1411	7.32	19.89
Cable de guardia	5/16"	4.2148	0	7.94

**Tabla 1.** Datos de los conductores de la línea.



**Figura 3.** Disposición Geométrica de la Estructura.

La matriz de impedancias serie por fase obtenida a partir de la rutina LINE CONSTANTS del programa ATP-EMTP se muestra a continuación:

	A	B	C
A	2.235389E-01 7.148054E-01		
B		8.022373E-02 2.758207E-01	
C			8.348458E-02 2.775038E-01

Diferentes

Donde los valores superiores representan las



resistencias y los inferiores las reactancias en unidades de [ohm/km]. La matriz obtenida nos muestra una clara diferencia entre las impedancias por fase de la línea de transmisión no-transpuesta en análisis. De manera similar obtenemos la matriz de impedancias de secuencia:

	0	2	1
0	3.875852E-01 1.296202E+00	$Z_{01}, Z_{02}, Z_{12}, Z_{21} \neq 0$	
1	-4.165041E-04 -1.692211E-02	1.692896E-03 2.826075E-02	
2	7.843911E-05 -1.115018E-02	1.418659E-01 4.239805E-01	-1.717317E-03 2.813676E-02

Se puede observar la existencia de acoplamiento entre las redes de secuencia, debido a que las impedancias mutuas entre secuencia ( $Z_{01}, Z_{12}$ , etc.) son diferentes de cero. También existe una asimetría en las matrices de admitancias en derivación por fase y de secuencia.

	A	B	C
A	2.363951E-06		
B	-2.250011E-07	2.440898E-06	
C	-2.431767E-07	-4.672594E-07	2.443754E-06

Diferentes

	0	2	1
0	1.792576E-06 0.000000E+00	$Y_{01}, Y_{02}, Y_{12}, Y_{21} \neq 0$	
1	5.159855E-08 4.422528E-09	-1.815720E-07 1.131803E-08	
2	5.159855E-08 -4.422528E-09	2.728013E-06 4.451502E-23	-1.815720E-07 -1.131803E-08

Donde los valores superiores representan las susceptancias y los inferiores las conductancias en unidades de [mho/km].

### Cargas y Elementos de Compensación Reactiva

Se representan mediante elementos estándar de la librería de componentes del programa. Estos modelos son simétricos y no introducen ningún tipo de desbalance.

## 4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación se muestra el modelo de simulación en el programa ATP-EMTP, desarrollado para el análisis del desbalance de tensiones introducido por la línea de transmisión de alta tensión no-transpuestas de análisis

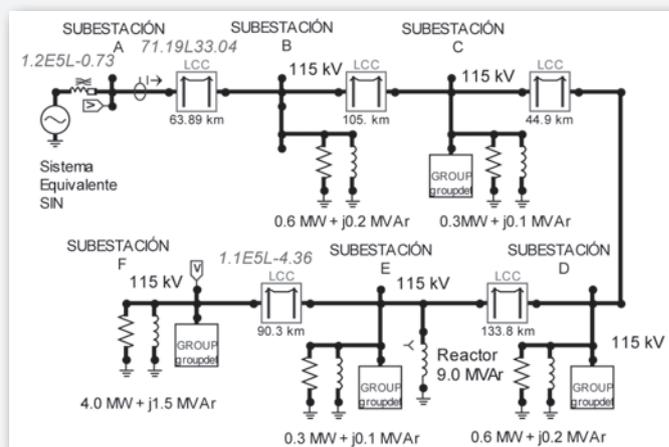


Figura 4. Modelo de simulación en el programa ATP-EMTP.

A continuación se muestra una tabla resumen de los valores de las tensiones de línea y niveles de desbalance calculados a partir de las formulas simplificadas definidas anteriormente.

S/E	Tensiones de Línea			Índice de Desbalance	
	V <sub>AB</sub> [kV]	V <sub>BC</sub> [kV]	V <sub>CA</sub> [kV]	IEEE-1159 [%]	IEC-61000 [%]
A	119.1	119.4	119.0	0.20	0.20
B	119.4	119.9	119.3	0.31	0.31
C	118.8	119.8	118.8	0.56	0.56
D	118.1	119.3	118.1	0.68	0.68
E	114.7	116.5	114.9	0.98	0.99
F	114.2	116.1	114.5	1.01	1.03

Tabla 2. Tabla de niveles de tensión y desbalance.

Se observa que los índices de desbalance calculados a partir de las formulas simplificadas propuestas por las normas IEEE 1159 y IEC 61000 determinan valores similares, para niveles de desbalance inferiores a 1%.

El siguiente gráfico muestra la variación del índice de desbalance en función de la longitud de la línea

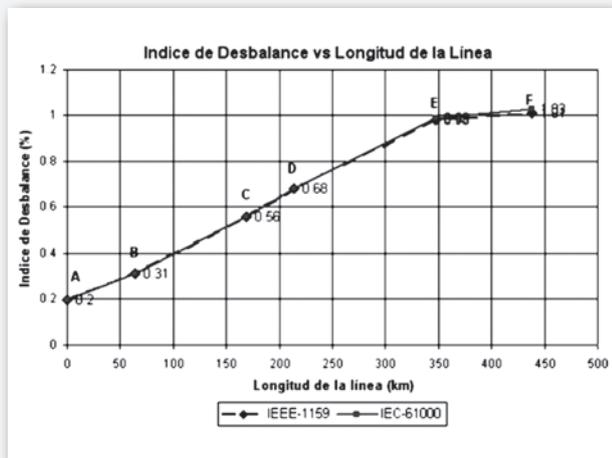


Figura 5. Índice de desbalance en función de la longitud.

De la tabla y el gráfico anterior podemos concluir que el nivel de desbalance de tensiones introducido por la línea de alta tensión no transpuesta de análisis, se incrementa a medida que aumenta la longitud de la misma, llegando en el extremo final, a un valor superior al límite (<1%) permitido en la norma IEC 61000-3-13.

## 5. CONCLUSIONES

El análisis permitió obtener los niveles de desbalance de tensiones introducido por una línea de alta tensión no-transpuesta con ayuda de la herramienta de simulación ATP-EMTP. La representación de la línea se la realizó mediante el modelo de parámetros distribuidos Bergeron, que determina la matriz de impedancias y admitancias en función de la disposición geométrica de las estructuras. Los resultados de la simulación del caso de análisis nos permitieron concluir que:

- Los índices de desbalance calculados a partir de las formulas simplificadas propuestas por

las normas IEEE 1159 y IEC 61000 determinan valores similares, para niveles de desbalance inferiores a 1%.

- El nivel de desbalance de tensiones introducido por la línea de alta tensión no transpuesta, se incrementa a medida que aumenta la longitud de la misma.
- El índice de desbalance al extremo final de la línea (Subestación F), llega a un valor mayor al límite (<1%) permitido por la norma IEC 61000-3-13.

## REFERENCIAS

- [1] Leonard L. Grigsby, "Electric Power Generation, Transmission, and Distribution," First Edition, 2009.
- [2] Larissa Al-Dabbagh, "Digital Simulation of Fault Location Algorithms for EHV Transmission Lines," Thesis for the Degree of Doctor of Philosophy, Victoria University of Technology, Melbourne – Australia, 1994.
- [3] Nasser D. Tleis, "Power System Modelling and Fault Analysis," Newnes –Elsevier, First Edition, 2008.
- [4] J. Duncan Glover; Mulukutta S. Sarma, "Sistemas de Potencia – Análisis y Diseño," Tercera Edición, Thomson, 2003.
- [5] "IEC 60050(161) Electromagnetic Compatibility," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 1990.
- [6] "IEC 61000-3-13 Limits – Assessment of Emission Limits for the Connection of Unbalanced Installation to MV, HV and EHV," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 2008.
- [7] Dr. Johan Driesen; Dr. Thierry Van



Craenenbroeck, "Power Quality Application Guide – Voltage Disturbances," Cooper development Association, May 2002.

- [8] Prabodha Paravithana; Sarath Perera; Danny Sutanto, "Impact of Untransposed 66kV Sud-transmission Lines on Voltage Unbalance," University of Wollongong – Australia.
- [9] "IEC 61000-4-30 – Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurements Methods," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 2003.
- [10] "IEEE Std. 519 – Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," Institute of Electrical and Electronics Engineers, Tech. Rep., 1995.
- [11] Gonzalo Casaravilla; Virginia Echinope, "Desbalances – Estudio de Alternativas para su Estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica – Universidad de la Republica, Uruguay.
- [12] Arif M. Gashimov; Aytek R. Babayeva; Ahmet Nayir, "Transmission Line Transposition," Electrical Engineering Technology Department of Industrial Technology – University of Northern, Iowa – USA.

**Juan Marcelo Torrez Baltazar**

Ingeniero Electricista de la UMSA, miembro del IEEE y usuario del programa ATP-EMTP.

Realizó cursos de especialización en modelación de redes eléctricas y en protecciones de sistemas de potencia.

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Protecciones en la Gerencia de Operaciones del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Sus áreas de interés son: Sistemas de Potencia, Calidad de Energía, Sistemas Control, Estabilidad Transitoria - Dinámica, Transitorios Electromagnéticos y Protecciones Eléctricas.

**Fidel M. León Sossa**

Ingeniero Electricista de la UMSS, ha realizado estudios de maestría en distribución de Energía Eléctrica en la UMSS.

Se ha desempeñado como ingeniero de Sistemas de Potencia en el CNDC desde 1997, como Especialista en Sistemas de Potencia a partir de 2005 y como Jefe de la División de Análisis Operativo de la Gerencia de Operaciones del CNDC a partir de 2009 hasta la fecha.

Ha realizado cursos de capacitación y entrenamiento en el manejo de programas especializados en Ingeniería eléctrica, como el PSS/E de PTI, Power Factory de DlgSILENT y CAPE de ELECTROCON

“Enseñemos a perdonar; pero si enseñamos también a no ofender, sería mucho mas eficiente”

José Ingenieros



**EQUIPOS QUE ILUMINAN AL MUNDO****UNA RESPUESTA ENERGÉTICA**

■ Roghur SA



**Roghur SA al ser representante exclusivo de SDMO Inc. destaca que esta empresa cuenta con el reconocimiento internacional y es considerada una de las principales empresas fabricantes de grupos electrógenos.**

SDMO dedica toda su energía al diseño de una oferta competitiva y de altas prestaciones que se ha revelado como la más amplia del mercado. Dado que las necesidades en materia de energía de sus clientes son cada día más específicas y

responden a las características propias de su ámbito laboral, SDMO ha puesto todo su empeño en la mejora continua de sus gamas y servicios.

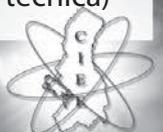
Consecuencia de una estrategia dirigida a una única industria: una exigencia profesional para facilitarle una fuente de energía fiable y duradera, que respete en todo momento la normativa más exigente. El espíritu de iniciativa de sus equipos, así como el control y la flexibilidad de su herramienta de producción sitúa a SDMO dentro de una lógica de innovación constante, para superar el doble desafío de una energía controlada de forma natural, tanto desde el punto de vista económico como ecológico. Actualmente existen soluciones alternativas para que el mayor número de personas puedan acceder, ahora y siempre, a la electricidad.

La proximidad de su red de distribución y la vitalidad de su política de servicio son sinónimos de una energía conquistadora y en la que se fundamentan los valores de la empresa.

Como un signo de vida, la energía de SDMO une a las personas y garantiza el confort y la seguridad de todos.

Tanto si se trata de una energía "auxiliar" para compensar eventuales cortes de corriente (hospitales, centros comerciales, etc.), como de una energía "continua" en caso de que se produzca un fallo en la red eléctrica convencional (centrales de producción), SDMO dispone de una serie de productos de gran eficacia que forman parte de una gama lo suficientemente amplia como para responder a las necesidades de los distintos mercados, entre ellos, el de las telecomunicaciones.

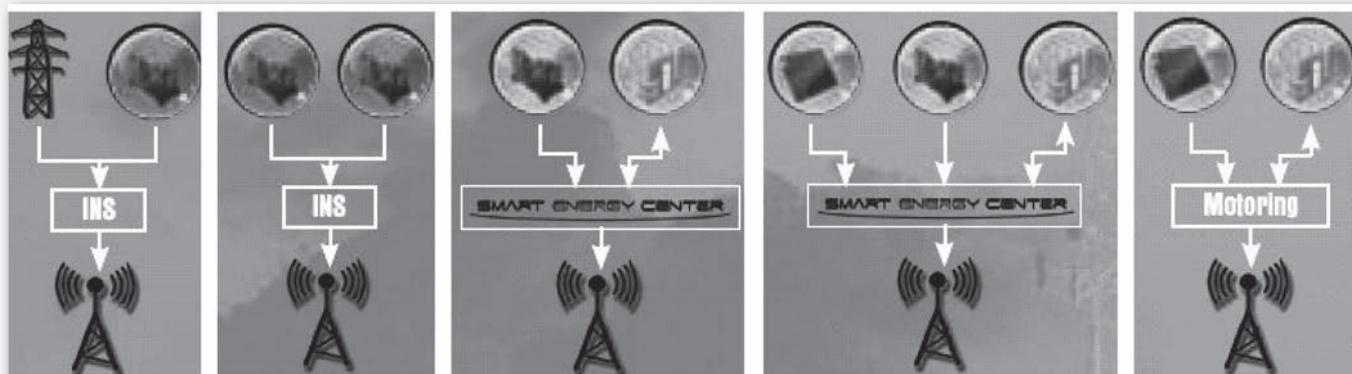
- **Productos estándar** (Portable Power, Residential Power, Power Products y Rental Power)
- **Experiencia y Servicios** (Power Solutions, formación, piezas de recambio, asistencia técnica)



- **Productos relacionados** (Cuadros de control/mando Nexys, Telys, Kerys)

## ESQUEMA DE LAS SOLUCIONES DE TELECOMUNICACIONES

SDMO le propone soluciones adaptadas a cada situación, entorno y presupuesto. El conjunto de nuestras soluciones pueden adaptarse y dimensionarse a medida.

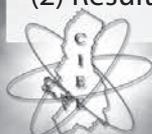


Solución:	1 GE + red	2 GE acoplados	1 GE + baterías	1 GE + baterías + paneles solares	baterías + paneles solares
Entorno	Conectado a la red	Emplazamiento aislado (1)	Emplazamiento aislado	Emplazamiento aislado	Emplazamiento aislado
Necesidades del cliente	Potencia total		0,5 a 5 kW	0,5 a 3 kW	Hasta 1 kW
Inversión inicial (CAPEX)	+	++	+++	++++	+++++
Coste operativo (OPEX)	++(2)	+++++	++++	+++	+
Consumo de combustible	++(2)	+++++	++++	+++	+
Rapidez de instalación y de despliegue	++++	++++	++++	+++	+
Vida útil	+++++(2)	+	+++	++++	++++
Suministro de energía garantizado las 24 horas del día	+++++	+++++	++++	+++++	+
Optimización de los componentes respecto a la carga	+++	++	+++++	++++	+
Recuperación de la inversión	-	Solución de referencia	+++++	++++	+++
"Protección" del medio ambiente	++(2)	+	+++	++++	+++++

+ Clasificación de los valores en orden creciente

(1) Según las especificaciones, el emplazamiento puede estar predispuesto para recibir conexiones de las redes.

(2) Resultados en función de la calidad de la red.



# OPTION Long Running

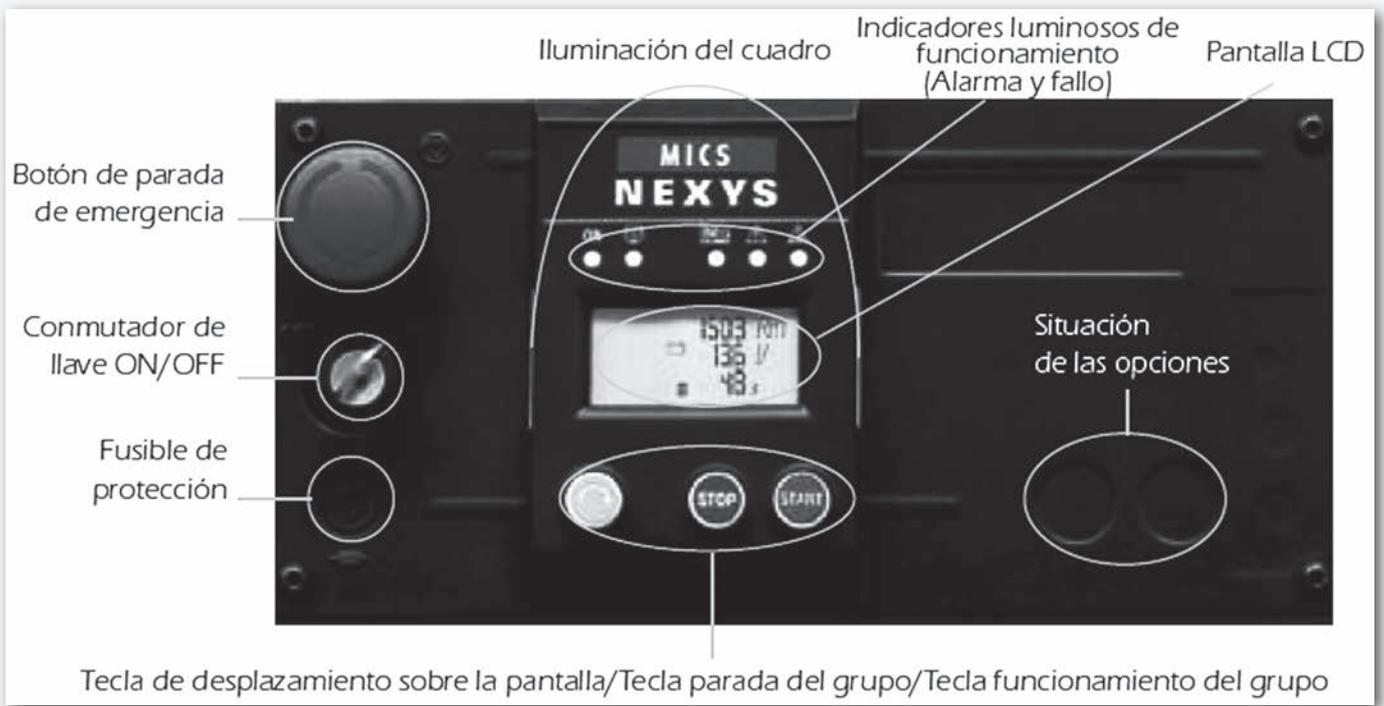
ALGUNOS GRUPOS ELECTRÓGENOS PROPUESTOS ESTÁN ASIMISMO EQUIPADOS CON LA OPCIÓN LONG RUNNING. POR TANTO, CUENTAN CON UNA CAPACIDAD DE ACEITE MAYOR.

DE ESTE MODO ES POSIBLE HACER FUNCIONAR EL GRUPO ELECTRÓGENO DURANTE MÁS TIEMPO ENTRE DOS OPERACIONES DE MANTENIMIENTO, ESPECIALMENTE ENTRE DOS VACIADOS.



## PANEL DE CONTROL NEXYS

El NEXYS, cuadro que se incorpora a la gama de SDMO, puede funcionar tanto en modo manual como automático. De diseño modular, ofrece unas prestaciones de serie de excelente calidad que permiten manejar de forma sencilla el grupo electrógeno.



## PANEL DE CONTROL TELYS

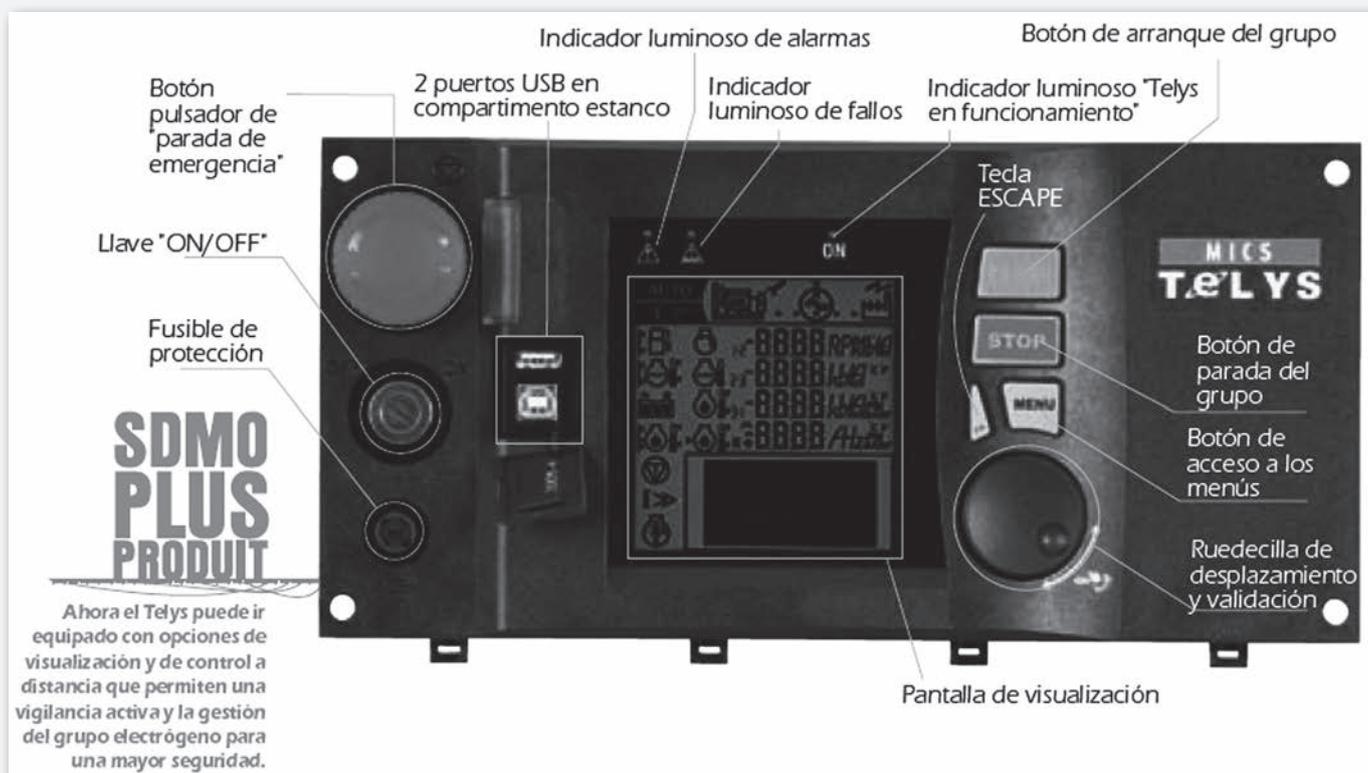
TELYS, el producto estrella de SDMO, incluye nuevas opciones y se ha mejorado en términos de ergonomía y de accesibilidad. Se ha optado, más que nunca, por la simplicidad y se ha concedido una especial importancia a la comunicación (conexiones USB, conexiones PC, software de control a distancia, etc.).

Su diseño, inspirado en el NEXYS, limita el número de teclas de acceso para lograr una utilización sencilla y renovada del grupo.

Además, aporta nuevas funcionalidades:



- Seguimiento de mantenimiento integrado (visualización en pantalla de las operaciones de mantenimiento posteriormente),
- Herramienta de diagnóstico incorporada para guiar al usuario en el momento de la aparición de alarmas o fallos,
- Visualización y control a distancia con posibilidad de envío de correos electrónicos, SMS o fax si se produce una alarma o un fallo
- Tropicalización de las tarjetas para paliar las condiciones de higrometría extremas,
- Conforme a numerosas exigencias legales o reglamentarias (CE),
- Pantalla con contraste adaptado a todo tipo de iluminación.



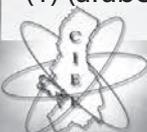
## TELEGESTIÓN

El control del grupo y la visualización de los parámetros de funcionamiento se pueden efectuar a distancia, sin que resulte necesaria la instalación de un software específico, a través de una red informática, una red telefónica fija o una red telefónica móvil. De este modo, la telegestión le permitirá conocer las 24 horas del día, los 7 días de la semana, la información sobre los principales datos y comandos de la instalación.

Para una adaptación rápida, SDMO facilita el paquete que contiene el material necesario para la instalación de la opción elegida. La configuración que debe efectuar el usuario es muy sencilla y se explica en la documentación que acompaña a los pack.

Para cada una de las opciones se ha reforzado la seguridad gracias a la emisión de mensajes de alerta multicanal.

Por último, el TELYS es multilingüe en estándar y puede incluir en opción algunos idiomas específicos (1) (árabe, chino, ruso).

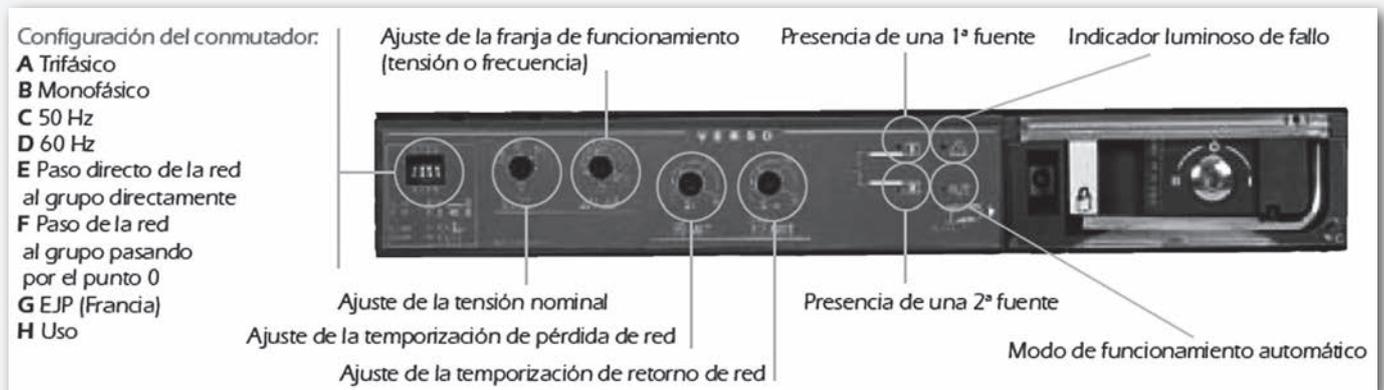


**INS**

SDMO propone un nuevo INS (Inversor Normal Auxiliar) para los calibres comprendidos entre 35 y 160 A: **VERSO**.

Con el fin de potenciar la fiabilidad y la seguridad de nuestro sistema de inversor, gracias a **VERSO** actualmente es posible realizar una permutación por conmutador. Este cuadro funciona con una configuración tetrapolar, con una tensión que va desde los 208 a los 400V. El diseño de los cuadros permite llevar a cabo una conexión muy sencilla, incluso con secciones de cable importantes. La caja se abre por la parte frontal, así como por los dos laterales para liberar la zona de conexiones. El acceso directo en la parte frontal a los principales comandos de ajuste facilita su utilización y las eventuales modificaciones de la configuración.

		<b>VERSO</b>					
		<b>35 A</b>	<b>63 A</b>	<b>80 A</b>	<b>100 A</b>	<b>125 A</b>	<b>160 A</b>
Dimensiones	Alturas (mm)	400	400	400	400	400	400
	Anchura (mm)	400	400	400	400	400	400
	Profundidad (mm)	200	200	200	200	200	200



**INFORMES Y CONSULTAS**



**ROGHUR S.A.**

**OFICINA CENTRAL:**  
 Calle Arenales Nro. 451  
 Telf.: 336 9494  
 SANTA CRUZ - BOLIVIA

**UNIDAD DE NEGOCIOS LA PAZ:**  
 Av. 20 de octubre No. 1948  
 (Edif. Terranova)  
 Telf.: 242 2884 • 242 3114  
 e-mail: roghur@lpz.roggur.com



## APLICACIONES DE RECONECTADORES Y REDES INTELIGENTES

AMPER SRL.

Representante en Bolivia de NOJA POWER

Las aplicaciones a continuación presentadas, dan solución en su mayoría a fallas de carácter intermitente producidas en distribución en redes aéreas.

Las fallas típicas transitorias en redes aéreas son:

- Descargas Atmosféricas
- Choque de conductores
- Conductor en contacto con vegetación
- Animales

Todos estos Apos de fallas pueden ser despejadas en forma exitosa y el suministro restablecido.

### Aplicaciones

Los Reconnectores se utilizan desde mas de 50 años.

Principio Básico: El equipo detecta la falla, abre según configuración de tiempo y luego cierra nuevamente.

Los avances tecnológicos han cambiado los métodos de operación:

- Hidráulico
- Solenoide
- Actuador Magnético

La operación de la Protección y los métodos de monitoreo han evolucionado:

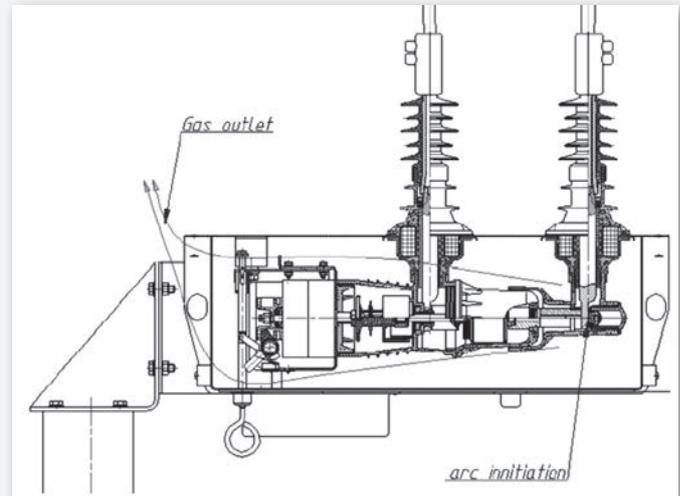
- Ajustes por número de trips => Ajustes por tiempo.
- Corrección de ajustes de tiempo=> Curvas de Tiempo-Corriente.
- Uso de resistencias => Control por microprocesador.
- Sistema SCADA y Automatización de Sistemas de Distribución.

### La interrupción y el medio aislante de los reconnectores ha cambiado:

- Interrupción en Aceite/Aislación en Aceite
- Interrupción al Vacío/Aislación en Aceite
- Interrupción al Vacío/Aislación SF6
- Interrupción al Vacío/Dieléctrico Sólido
- Interrupción al Vacío/Dieléctrico Sólido con Contención y ventilación contra Falla al Arco.

### PATENTE

Contención de Falla al Arco para reconnector de aislación dieléctrico sólido (PATENT No. #2003244542).



### Aplicaciones

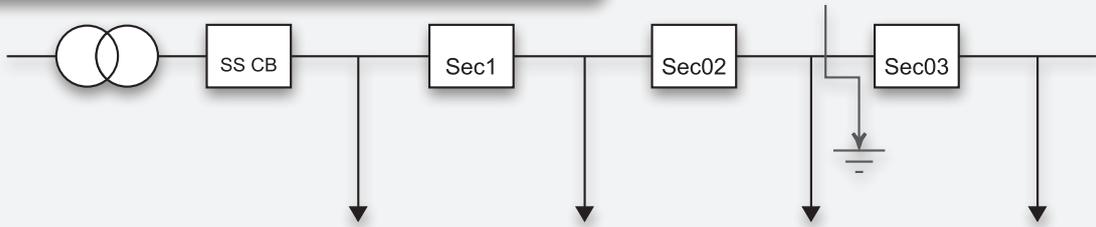
Donde utilizar reconnectores

- Alimentadores largos donde se requiere seccionalizar.
- Líneas aéreas expuestas a zonas de descargas atmosféricas
- Alto número de tee--offs en las líneas
- Sistemas de anillo abiertos o cerrados

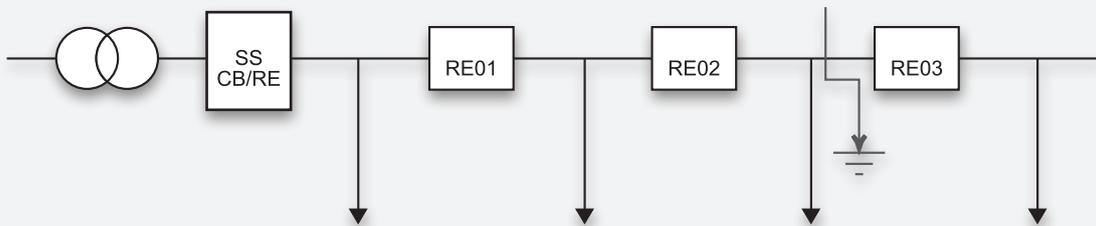


- Excesiva vegetación y vida animal
- Líneas aéreas o aplicaciones en subestación

**Aplicación de Reconectador para Seccionamiento**



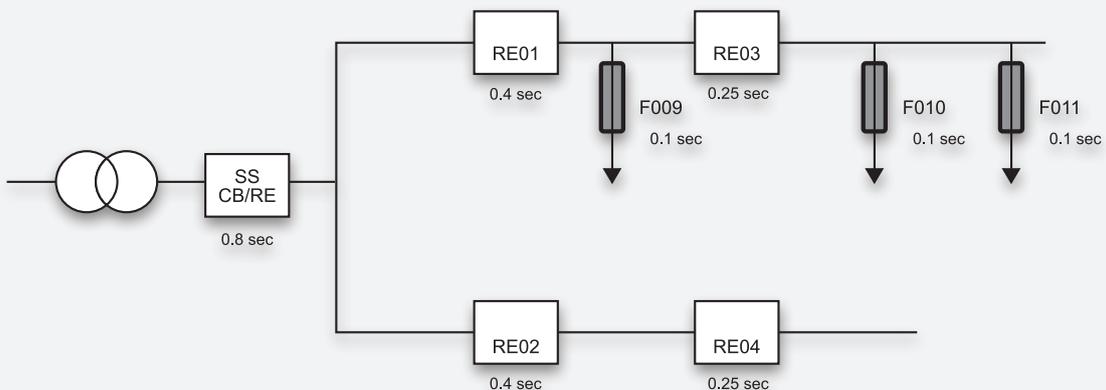
- Antiguamente:
  1. Interruptores en subestaciones
  2. Seccionalizadores en el alimentador
- Cualquier falla en el alimentador resultaba en interrupción de suministro a todos los clientes conectados.



- Utilizando reconectadores:
  1. Los interruptores en las subestaciones
  2. Reconectadores distribuidos a lo largo del alimentador
- Una falla en cualquier lugar en el alimentador es despejado por el reconectador mas cercano. Los clientes Aguas arriba no son afectados.

Con la tecnología de control por microprocesador y el rápido sistema de operación se pueden ajustar tiempos menores entre equipos.

-2 reconectadores x OSM pueden separarse con una distancia de Aempo tan corto como 100 msec. Este metodo de ajuste en el tiempo permite incrementar el número de segmentos en el alimentador y reducir los tiempos muertos de los clientes aguas arriba = MEJORA DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE SUMINSITRO



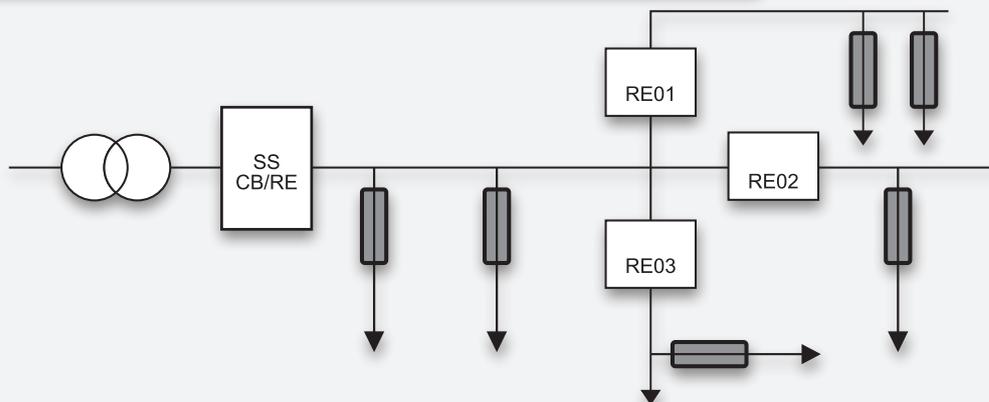
Normalmente, las barras en la SE buses y los CB pueden soportar una corriente de cortocircuito por 1.0 seg. El tiempo de disparo del Interruptor es seteadado a 1.0 o 0.8 seg. Debe coordinarse con equipos de protección aguas arriba y aguas abajo.



**Zonas con alta actividad atmosférica**

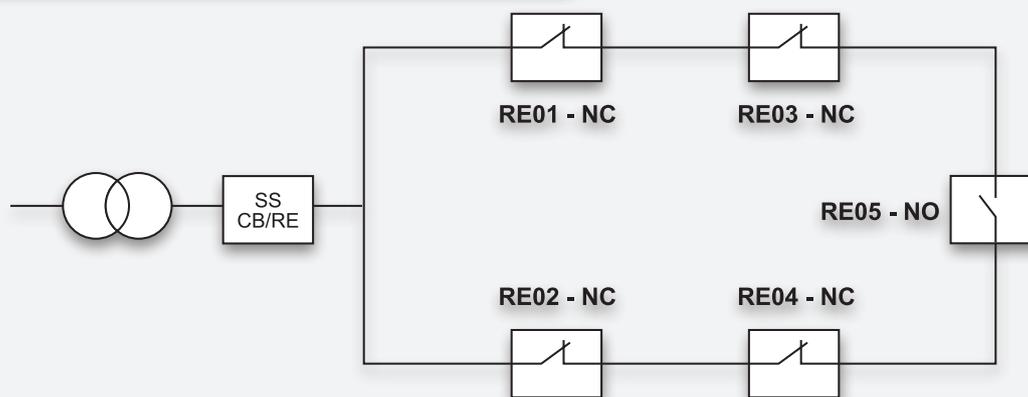
• Un tiempo rápido de trip permite a los reconectadores una rápida detección y despeje de fallas por descargas. Un tiempo rápido de recierre permite un restablecimiento rápido del suministro en el alimentador.

**Aplicaciones para alimentadores con múltiples derivaciones**



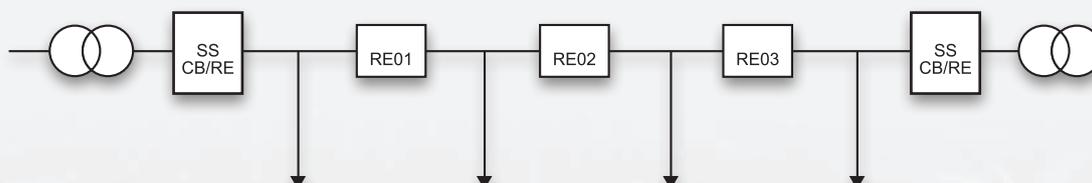
Seccionar solo el tramo con falla puede utilizarse la filosofía de Cuidado de Fusible (Primer trip rápido) y luego permite quemar el fusible teniendo la protección del reconectador como respaldo.

**Aplicaciones en redes en anillo con punto abierto**



Los actuadores magnéticos de bajo voltaje no dependen de la presencia del voltaje en lado fuente o carga y permiten a los reconectadores ser usados con suministro en cualquier dirección. La protección direccional, la medida de voltaje en 6 bushings y algoritmos de automatización (DSA) son herramientas de gran valor para un DSA.

**Aplicaciones en sistemas de Anillo Cerrado**



Protección direccional en ambos sentidos permite una rápida aislación de los tramos con falla en el alimentador desde ambos lados. Un tiempo rápido de operación entre equipos (tan bajo como 100 mseg) permite dividir y seccionar el alimentador en mas segmentos.

## Aplicaciones

Las reconexiones automáticas mejoran considerablemente la confiabilidad de suministro en las áreas con abundante vegetación o vida animal. Una rápida operación de despeje y en el primer trip y recierre permite un rápido restablecimiento del suministro. Una segunda y tercera operación más lenta permiten quemar el fusible del brazo con falla permanente.

30,000 operaciones. Se recomienda fuertemente el uso de cables aislados de AT y protector de aves en las conexiones de los bushings.

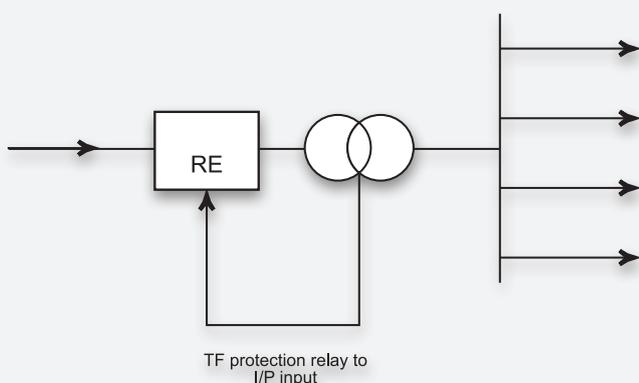
## Aplicaciones de Reconectores en Subestaciones

Como interruptor principal de Subestación  
(Protección de Alimentador)

- 16 kA (4 seg)
- Módulos opcionales I/O para control remoto o panel MMI en la subestación
- Registro de Falla
- Opcional de transformadores de corrientes de alta precisión para medición.



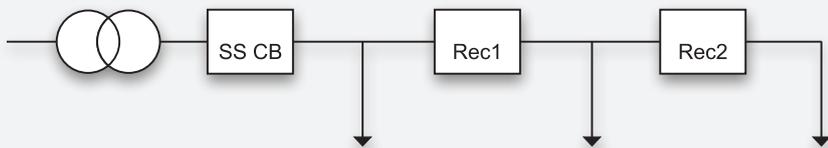
## Aplicaciones en Subestaciones



1. Como Interruptor Principal (CB) (Aguas abajo de la protección de transformador.
2. Control y Monitoreo de Señales Digitales I/O a través de SCADA.



## Aplicaciones en Poste



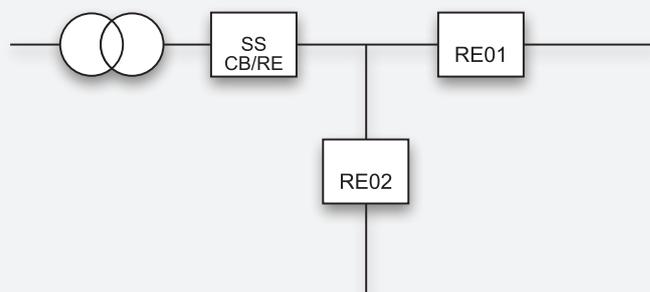
- Seccionalizamiento del alimentador.
- Reducción del número de interrupciones de clientes aguas arriba (menos minutos de pérdida)
- Rápida detección de la falla.
- Menor desgaste del Interruptor principal en la SE.



## Beneficios de los Reconnectores Caso de Estudio

### Caso de Estudio:

1. Instalación de reconnector según el esquemático a continuación.
2. No hay información disponible del flujo de carga.
3. Los reectores son utilizados como registrador de datos en principio para obtener los perfiles de carga (puede ser seteado como ALARMA para registrar también los niveles de falla)
4. Una vez conocidos los niveles de carga, se desarrolla la configuración basado en estos datos.
5. Registros históricos de reectores por 18 meses.
6. Número Total de fallas despejadas por ambos reectores – 158.
7. Los clientes conectados entre el CB y el RE01 y RE02 tuvieron 158 interrupciones menos.
8. La mantención de los SS CB es realizada considerando el número de operaciones, cada 50 operaciones, reduciéndose a 3 ciclos menos.



RECLOSER 1

Fault counters	
OC A trips	57
OC B trips	3
OC C trips	22
EF trips	34
SEF trips	0
UV trips	0
UF trips	0

RECLOSER 2

Fault counters	
OC A trips	16
OC B trips	12
OC C trips	10
EF trips	4
SEF trips	0
UV trips	0
UF trips	0





## Reconectores OSM

- 30,000 operaciones @ 630 Amps o 200 operaciones @ 16 kA.
- 6 sensores voltaje como estandar.
- Algoritmos de AutomaAsmo Incorporados como estándar (no requiere licencia)
- Protección Bi--Direccional como estándar (no requiere licencia o hardware adicional )
- Preparado para SCADA.
- Registro de Pre-- Falla.
- Tanque de Acero inoxidable como estandar.
- Liviano – reduce el costo de la instalación.
- Interrupción al Vacío/ Asilamiento dieléctrico sólido – virtualmente libre de mantención.
- Goma silicona para aislación externa.
- Contención y venAlación contra Falla al Arco --Seguridad.
- Sin componentes acAvos en el tanque.
- Excelente protección de los modulos electrónicos.
- Pruebas de Tipo – Probado bajo los últimos estándares ANSI C37.60 (2003)
- Pruebas Extensivas contra EMC.
- Certificados de Tipo.
- Confiabilidad.

**Cualquier consulta estamos para servirlo**



**AMPER**  
[www.amperonline.com](http://www.amperonline.com)

### **Oficina La Paz**

Calle México No. 1790, Edificio María Reyna, Piso 2C  
**Telf.:** (591-2) 2486584 / 2486597  
**Fax:** (591-2) 2486635

### **Oficina Santa Cruz**

Calle Los Claveles No. 505, Sirari  
**Telf-Fax.:** 3419495



## CONVERTIDOR MC 608-B

Tritec SRL.

Primer producto de la nueva familia de convertidores de altas prestaciones.



- Alimentación por batería con vida útil de 3-6 años (\*)
- Compatible con todos los sensores de Euromag de diámetro inferior o igual a DN 600, incluidos los instalados desde el año 2004.
- Configuración apta para la medición fiscal según OIML R49 y MI-001 (\*\*)
- Precisión según Clase 1&2 de OIML R49.
- Capturador de datos integrado con entrada opcional para medida de presión.
- Capturador de datos dedicado para el diagnóstico extendido.
- Conectividad GSM/GPRS en combinación con DATAFLOW TX.
- Amplia pantalla gráfica con indicaciones de los totalizadores mayores de 8 mm.
- Gestión total de los consumos eléctricos con función sleep automática y activación con

mando magnético.

- Baterías sustituibles in situ.
- Interfaz IrDA para comunicación y programación con ordenador portátil.
- Interfaz MODBUS RTU para comunicación en RS 485.
- Ejecución especial con caja IP 68 sumergible.
- Posibilidad de actualizaciones del firmware en el tiempo para mantener siempre el valor de la inversión.
- Mantenimiento de todos los valores de configuración, de los totalizadores y de los capturadores de datos también en ausencia de alimentación eléctrica.
- Sistema de contraseñas de multinivel para garantizar la accesibilidad y la confidencialidad.

### APLICACIONES TÍPICAS

- Facturaciones de consumos
- Medidas por distritos
- Líneas de transporte
- Sistemas de tratamiento de aguas residuales
- Riego

El convertidor MC 608-B ha sido diseñado con el propósito de satisfacer todas las necesidades de los modernos sistemas de gestión del agua.

Soporta funciones extendidas que lo hacen perfectamente apto tanto para la medida y la tarificación en el ámbito civil, industrial y agrícola, como para el control del caudal en el tratamiento de aguas residuales.

Las baterías instaladas a bordo del convertidor garantizan su funcionamiento durante al menos 6 años en las condiciones de uso de referencia, y el mantenimiento de una vida útil de 10 años desde el momento de la venta.

La conectividad está asegurada por interfaces

seriales tanto IrDA como MODBUS RTU en RS 485.

Las comunicaciones se pueden activar con el uso del módulo DATAFLOW TX vía GSM y GPRS.

La medida o los datos solicitados llegan por tanto al escritorio del gestor sin que se deban realizar operaciones remotas.



Las prestaciones del convertidor han sido especialmente desarrolladas para responder a la necesidad de medir también pequeños caudales con una alta precisión.

Por ello, el instrumento es ideal en las campañas

de medida de las pérdidas gracias también al hecho de que no necesita alimentación eléctrica y que puede comunicar directamente los datos a través del DATAFLOW TX, igualmente alimentado por batería.

El convertidor de nueva generación permite extender el empleo de los medidores electromagnéticos en el ámbito de la distribución del agua, posibilitando un mejor control de los flujos tanto negativos como positivos en todos los puntos de instalación. Su utilización permite supervisar incluso pequeños caudales y por tanto verificar el estado de las pérdidas de las redes de distribución. En la facturación de los consumos representa una alternativa económica, tanto en el precio de adquisición como en el de instalación y de mantenimiento en el tiempo.

En los usos agrícolas garantiza que cada usuario pague por lo que consuma y pueda optimizar el uso del agua en sus producciones.

La estructura robusta y resistente del convertidor y la ausencia de alimentación eléctrica lo convierten en el instrumento ideal para la instalación en zonas remotas.

(\*) En las condiciones de referencia.

(\*\*) En proceso de obtención



<b>INSTALACIÓN DEL CONVERTIDOR</b>	Compacta en el sensor o remota en soporte hasta 30 metros del sensor.
<b>CAJA DEL CONVERTIDOR</b>	Aluminio pintado epoxy, IP 67/68. Con ventana de vidrio templado.
<b>CONEXIONES ELÉCTRICAS</b>	Prensacables 20x1,5 de plástico o metal. Acepta también prensacables de ½" NPT.
<b>CABLES DE CONEXIÓN</b>	Cables dedicados suministrados por EUROMAG INTERNATIONAL
<b>ALIMENTACIÓN</b>	Vida prevista T=0 / 50°C ( 32 / 122 °F) Paquete de baterías interno 3-6 años Paquete de baterías interno y externo 6-10 años
<b>SEÑALES DE SALIDA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Salida analógica activa 4-20 mA (requiere alimentación externa 24 V DC);</li> <li>• Salida digital por impulsos máximo 1000 Hz ciclo de trabajo máx. 50% para caudal instantáneo, solo positivo, positivo y negativo;</li> <li>• Salida digital programable por:</li> <li>• Impulsos máximo 1000 Hz ciclo de trabajo máx. 50% para caudal negativo;</li> <li>• Indicación de caudal negativo;</li> <li>• Alarma acumulativa</li> <li>• Salida digital en frecuencia activa 0-10 kHz (requiere alimentación externa 24 V DC);</li> <li>• Todas las salidas optoaisladas.</li> <li>• Salidas impulsivas con capacidad máxima de <math>\pm 35</math> V DC 50 mA.</li> </ul>
<b>COMUNICACIÓN SERIAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interfaz IrDA para comunicación con ordenador portátil / de mano y software dedicado de programación y visualización y descarga de datos.</li> <li>• Interfaz MODBUS RTU en RS 485.</li> </ul>
<b>CAMPOS DE TEMPERATURA</b>	Proceso -10°C a 70°C Ambiente -20°C a 60°C Almacenaje -30°C a 70°C
<b>PRECISIÓN DE MEDICIÓN</b>	0,2% del valor leído o un mínimo de 2,0 mm/s
<b>REPETIBILIDAD</b>	0,1% del valor leído o un mínimo de 2,0 mm/s
<b>CALIBRACIÓN</b>	Estándar Uso genérico en agua 0.4 % Extendida Aplicaciones de altas prestaciones 0.2%
<b>FRECUENCIA DE MUESTREO</b>	Programable entre 5, 3, 1, 1/15, 1/30, 1/60, 1/120, 1/240, 1/480 Hz.
<b>TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN DE LA MEDIDA</b>	3 s
<b>PANTALLA</b>	LCD gráfico 128x64 píxels, área visual 50x25mm, retroiluminado con luz blanca con retroiluminación programable. Indicaciones simultáneas de un contador + variable instantánea + banderas de estado. Contadores con caracteres de 8 mm de altura para una lectura fácil y segura. Contenido de la pantalla programable.
<b>PROGRAMACIÓN</b>	Con teclas de presión in situ para aplicaciones no fiscales. Programación a través de la interfaz IrDA con programadoras o equipos portátil con software dedicado o a través de RS485 y protocolo MODBUS RTU para aplicaciones fiscales.
<b>UNIDADES DE MEDIDA</b>	Configurables por separado para contadores, indicación de caudal, emisión de impulsos. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Unidades de Volumen: ml, cl, dl, l, dal, hl, m3, in3, ft3, gal, USgal, bbl, oz.</li> </ul>
<b>TIEMPOS DE REFERENCIA</b>	Unidades de Tiempo: s, m, h, dd.
<b>ALMACENADOR DE DATOS DE PROCESO</b>	4 MB memoria flash, 200000 líneas de datos (una línea incluye: Caudal instantáneo, 2 contadores, fecha, hora, temperatura). Totalmente programable, ya sea como contenido o como tiempos de adquisición.
<b>ALMACENADOR DE DATOS DE DIAGNÓSTICO</b>	64 kB EEPROM, 2000 líneas de datos (una línea incluye: Fecha, hora, temperatura, códigos de error, intervenciones del usuario con modificaciones efectuadas). No programable, no desactivable ni reseteable por el usuario.
<b>CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA</b>	Mínimo 20 $\mu$ S/cm
<b>VELOCIDADES RECOMENDADAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 a 10 m/s</li> </ul>
<b>FLUIDO DE PROCESO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aguas superficiales o subterráneas</li> <li>• Agua potable</li> <li>• Agua para riego</li> </ul>
<b>APROBACIONES Y CERTIFICACIONES</b>	El convertidor MC 608-B cumple todos los requisitos establecidos en las directivas CE. El fabricante certifica el éxito de las pruebas de calidad con la indicación de la marca CE. Compatibilidad electromagnética Directiva 89/336/CEE, EN 61326-1:2006 Directiva de baja tensión Directiva 2006/95/CE Tarificación MI-001 y OIML R-49 (en proceso de certificación)



## RENOVACION SISTEMA DVOR/DME EN EL AEROPUERTO "JUANA AZURDUY DE PADILLA" DE SUCRE

■ Ing. Adolfo Simón Blanco Goyzueta

El presente documento describe el desarrollo para la Instalación del sistema de Navegación Aérea DVOR/DME puesto en servicio en 24/05/2010, en el AEROPUERTO "JUANA AZURDUY DE PADILLA" de SUCRE.

### ANTECEDENTES

i) La aeronáutica es la ciencia y arte de la navegación aérea, compuesta por el conjunto de aeronaves, instalaciones, servicios, personal, etc., destinados al transporte aéreo. El transporte aéreo ofrece a comunidad usuaria, máxima eficiencia, rapidez y valor añadido.

Las labores Aeronáuticas incluyen: gestión de los aeropuertos y del tráfico aéreo; estructuración del espacio aéreo; Sistemas de navegación; gestión del transporte aéreo; gestión de las compañías aéreas y otros.



ii) De acuerdo a la Ley N° 412 la Administración de Aeropuertos y Servicios Auxiliares a la Navegación Aérea (A.A.S.A.N.A.), tiene por objeto la planificación, dirección y administración de aeropuertos abiertos y al servicio público en el territorio nacional y la organización del espacio aéreo y el control de su tránsito de acuerdo al anexo

2 del Convenio de Aviación Civil Internacional.

Mediante Ley de la Aeronáutica Civil de Bolivia Ley N° 2902 de fecha 29 de octubre de 2004, se ratifica la facultad por la que fue creada AASANA y dispone que el Estado a través de esta, planificará la construcción, mejoramiento y mantenimiento de los aeródromos destinados al servicio público, para lograr una adecuada infraestructura, que sea la base del desarrollo del transporte aéreo interno e internacional y la defensa nacional, igualmente podrá estimular la construcción y funcionamiento de aeródromos privados, reservándose la dirección y organización de los servicios de protección al vuelo y de seguridad aeroportuaria en tierra.

En el caso de los aeródromos públicos, los procedimientos y mecanismos para su financiamiento estarán a cargo del Estado.

iii) El antiguo sistema de Navegación Aérea CVOR/DME instalado en el aeropuerto "Juana Azurduy de Padilla" de Sucre, cumplió 28 años de servicio, habiendo superado su vida útil, aspecto que ocasionaba problemas operativos proclives a derivar en algún incidente.

Con el transcurso del tiempo, las áreas circundantes al Aeropuerto de Sucre se han urbanizado y han afectado a la integridad y precisión de las señales emitidas por el sistema VOR convencional con que antiguamente se prestaba servicio por lo que fue imprescindible el cambio al sistema VOR Doppler para superar los errores.

Para su renovación se firmó contrato el 28 de septiembre de 2009, con la fábrica de sistemas aplicados a la Aeronáutica SELEX Sistemi Integrati Inc.



**PROPÓSITO DEL SISTEMA DE NAVEGACIÓN  
AÉREA VOR/DME:**

VOR es un acrónimo para la frase "VHF Omnidireccional Range", que en castellano significa Radiofaro Omnidireccional de VHF.

Se trata de una radioayuda a la navegación que utilizan las aeronaves para seguir en vuelo una ruta preestablecida. Generalmente se encuentra una estación VOR en cada aeropuerto. La antena VOR de la estación emite una señal de Radiofrecuencia VHF en todas direcciones, que es recibida por el equipo VOR de cualquier aeronave que se encuentre dentro del rango de alcance (max. unos 240 km) y tenga sintonizada la frecuencia de dicha estación (que puede variar de 108 a 118 MHz modulada en AM).

La radiofrecuencia emitida por un VOR contiene o está modulada por tres señales. Una es la identificación de la estación en Código Morse, que permite al piloto identificar la estación. Las otras dos son ondas sinusoidales de 30 Hz cuyas fases varían entre sí. Se les llama señal de referencia y señal variable respectivamente.

La referencia mantiene siempre su fase constante, mientras que la variable cambia su fase según la dirección en la que sea emitida. Esta dirección se mide como un azimut, es decir, se divide en 360 grados alrededor de la antena VOR contando en sentido horario a partir del norte magnético terrestre, punto en el cual la señal de referencia y la variable tienen fase idéntica. De esta manera se puede visualizar una antena VOR como el punto desde el cual parten 360 líneas de dirección, a las que se les llama radiales.

El equipo VOR en la aeronave recibe la señal VOR y demodula sus tres señales. Compara la señal de referencia con la variable y determina la diferencia de fase entre las dos. De esta manera puede conocerse en qué radial del VOR sintonizado se encuentra la aeronave con respecto al norte magnético terrestre. Este

Radiofaro Omnidireccional, guía a las aeronaves proporcionando información de ángulo e identificación en relación al lugar emplazado. El VOR se utiliza en la aeronáutica para navegar según el vuelo IFR (instrumental), siempre permaneciendo en radio con un Centro de Control de Tráfico Aéreo (CTA). Los VOR suelen ir acompañados de un DME (Distance Measurement Equipment), éstos son completamente independientes del sistema VOR y ayudan al piloto a conocer la distancia que hay entre la aeronave y la estación VOR.

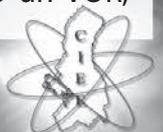
El sistema VOR-Doppler proporciona un método mejorado para las medidas acimutales. Las señales radiadas por los dos sistemas son compatibles, de forma que los receptores a bordo pueden trabajar de la misma manera con estaciones terrestres tanto VOR como VOR Doppler.

La estación terrestre VOR Doppler, aunque caracterizada por una mayor inversión en equipo, ofrece una ventaja decisiva sobre el VOR convencional en el sentido de que permite una notable reducción del error acimutal en caso de condiciones de propagación adversas

DME Equipo Medidor de Distancia (Distance Measuring Equipment)

El equipo telemétrico (DME, del inglés: Distance Measuring Equipment) es un sistema electrónico que permite establecer la distancia entre éste y una estación emisora, reemplazando a las Radiobalizas en muchas instalaciones ILS. Generalmente ligado a la aeronáutica, el DME es uno de los sistemas de ayuda a la navegación habitualmente presentes en cualquier aeronave.

El sistema (equipo de tierra y de abordo), proporciona medición de distancia (según la velocidad) al suelo (groundspeed o GS). La frecuencia está comprendida entre 962 y 1.213 Mhz (banda UHF) de 200 canales, que puede trabajar con una única frecuencia para el DME o estar asociado a otra radioayuda como un VOR,



ILS o MLS. En equipos antiguos la frecuencia se selecciona sintonizándolo en el equipo como una radio típica, pero en equipos actuales se selecciona automáticamente al sintonizar la radioayuda a la que está asociado.

El Principio de funcionamiento se basado en la interrogación del avión con una secuencia de pares de pulsos separados 12 us.

El equipo de tierra que recibe esta señal la retransmite de nuevo con un retardo de 50  $\mu$ s. El equipo del avión calcula el tiempo transcurrido desde que preguntó, descuenta 50  $\mu$ s y lo divide por dos. Este tiempo se multiplica por la velocidad de la luz (300 m/ $\mu$ s), dando la distancia al equipo de tierra.

Se debe tener en cuenta que la distancia medida por el DME es la distancia real en línea recta entre el avión y la estación, que variará dependiendo de la altitud. Para una idea concreta, cuando la aeronave se halla sobrevolando la estación DME, no indicará 0NM sino que dará una lectura en millas náuticas de la altitud.

En la fórmula habrá que igualar las distancias a la misma medida (lo más sencillo es convertir la altura a NM), siendo la hipotenusa del triángulo la distancia medida por el DME, Alt nuestra altura respecto a la de la estación y Dist la distancia sobre el suelo para sobrevolar la estación.

### DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:

AASANA mantenía en funcionamiento un sistema VOR/DME fabricado por Wilcox, en el Aeropuerto de Sucre, ubicado en las coordenadas geodésicas: 19 00 26S – 065 17 10W junto a la pista principal.

Las señales de azimut y distancia en el espacio aéreo deben tener cobertura de 200 MN. De ella se han ido sucediendo una serie de problemas tales como:

- Obtención de partes y repuestos específicos para el sistema C-VOR/DME, de difícil obtención, debido al cierre del fabricante.
- Cumplimiento de vida útil del sistema.
- Mantenimientos de carácter preventivo, con incrementada frecuencia, mantenimiento correctivo de mayor riesgo con el paso del tiempo.
- Análisis de las curvas de error de pruebas en tierra (Ground Check), demostraron que el sistema trabajaba en los límites de tolerancias permitidas.
- No disponibilidad de sistema de monitoreo, incumpliendo normas establecidas.

### SOLUCION PLANTEADA

En respuesta, a cargo de la Unidad de Comunicación Navegación y Vigilancia de AASANA se determinó el Objetivo de:

Elaborar el Proyecto de Renovación, considerando las Especificaciones Técnicas, compra, instalación y puesta en servicio un nuevo equipo VOR Doppler con DME, en el Aeropuerto "Juana Azurduy de Padilla" de Sucre.

Para el propósito definido, se requirió:

- Evaluar la ubicación de las nuevas instalaciones de obras civiles, para el nuevo equipamiento.
- Evaluar y mejorar el nuevo sistema de energía ininterrompible (UPS) al sistema VOR Doppler/DME.
- Contar con el monitoreo constante las 24 horas del día mediante sistema computarizados y un enlace de alta tecnología.
- Contar con alarmas constantes del equipo de todas sus partes y accesorios (abertura de puerta por intrusos, no funcionamiento de algún aire acondicionado, control de



## EQUIPOS INSTALADOS: TRABAJOS REALIZADOS POR AASANA - SELEX

Ante la necesidad de renovar el sistema de Radioyudas Ayudas DVOR/DME para la navegación aérea en el Aeropuerto "Juana Azurduy de Padilla" de la Ciudad de Sucre, para apoyar la navegación en ruta, los procedimientos SID y STAR y aproximación instrumental NPA a las pistas 05 y 23 del aeropuerto, se elaboró las Especificaciones Técnicas para el suministro.

Para cumplir con el requerimiento de dotar con equipamiento fiable, que permita sostener los requisitos de Navegación Aérea en el Aeropuerto de Sucre, fue necesario dotar del equipamiento descrito en la tabla siguiente:

ITEM	EQUIPO	FUNCION	CANT.
1	VOR DOPPLER	Proporcionar información de azimut	1+1
2	DME	Proporcionar información de distancia	1+1
3	MONITORES	Monitoreo local y remoto del sistema	1+1
4	MANTENIMIENTO	Hardware y Software BITE para mantenimiento local y remoto	1
5	BASE METALICA PARA ANTENAS	Sostener al conjunto de antenas del DVOR/DME	1
6	CERTIFICACION (*)	Homologación del sistema con aeronave laboratorio	1
7	REPUESTOS	Sostenibilidad del sistema	1 set
8	MANUALES, INSTRUMENTOS HERRAMIENTAS	Mantenimiento del sistema	1 set
9	OBRAS CIVILES	Sostener la base metálica para antenas del DVOR/DME. Base para la Caseta de Equipos.	9 Columnas y trabajos complementarios

Los equipos y sistemas de radioayudas DVOR/DME se complementaron con los accesorios de instalación, equipos, software y todo el trabajo relativo a la instalación, calibración, certificación y puesta en servicio.

La composición del sistema ha sido diseñada para generar y proporcionar información de navegación en dos dimensiones, precisa e ininterrumpida y en conformidad a estándares internacionales, durante las 24 horas del día, a las aeronaves que se encuentran dentro del área de cobertura del emplazamiento.

La generación de información de navegación consiste en proporcionar a las aeronaves información de Azimut, Distancia e Identificación.

El sistema DVOR/DME al generar información de navegación, emite al espacio mediante un conjunto de antenas de precisión hacia los usuarios aeronáuticos del Aeropuerto.

El sistema DVOR/DME, es aplicado para operaciones de Terminal y ruta.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Las especificaciones Técnicas de los equipos están de acuerdo a: NORMAS Y METODOS RECOMENDADOS INTERNACIONALES "TELECOMUNICACIONES AERONAUTICAS", DEL ANEXO 10 AL CONVENIO SOBRE AVIACION CIVIL INTERNACIONAL, VOLUMEN I RADIOAYUDAS PARA LA NAVEGACION DE LA ORGANIZACIÓN DE AVIACION CIVILINTERNACIONAL "OACI".

## PARÁMETROS TÉCNICOS GENERALES:

DVOR / Doppler VOR / Radiofaro Omnidireccional en VHF con Técnica de Efecto Doppler.

Funcionamiento	El sistema VOR proporciona información de azimut relativo al norte magnético.
Emisión	Portadora de radiofrecuencia modulada en amplitud por dos señales: Una subportadora modulada en frecuencia. Otra por una componente modulada en amplitud, doble banda lateral y portadora suprimida.
Banda	108 MHz – 118 MHz
Sector de cobertura	de Definido por un radio dependiente de los niveles y distancias requeridas por el área operacional y hasta un ángulo de elevación de 40°.
Densidad de potencia	de En el sector de cobertura $-107 \text{ dBW/m}^2$ .
Polarización de la emisión	Horizontal, omnidireccional

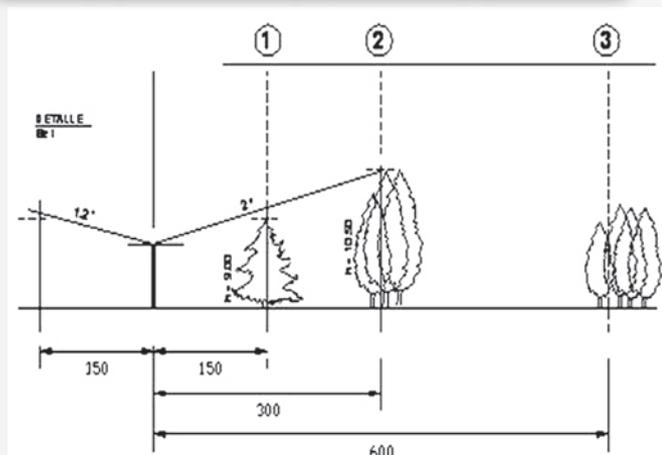
DME / Distance Measurement Equipment / Equipo Medidor de Distancia

Funcionamiento	Sobre la base de un proceso Interrogación-respuesta, suministra información permanente de distancia oblicua entre la aeronave y un punto de referencia en tierra provisto por el equipo
Emisión	Señal de portadora modulada por pulsos codificados
Banda	960 MHz – 1215 MHz. Las frecuencias de interrogación y de respuesta se asignan con separación de 63 MHz
Sector de cobertura	de El correspondiente al sistema VOR al que se encuentre asociado.
Densidad de potencia	de En el sector de cobertura: $(- 83 \text{ dBW/m}^2$ para el DME-N) y $(- 89 \text{ dBW/m}^2$ para el DME-P).
Polarización de la emisión	Vertical, omnidireccional para instalaciones comunes con VOR y direccional para instalaciones asociadas al ILS.



## CONDICIONES DE EMPLAZAMIENTO VOR DOPPLER

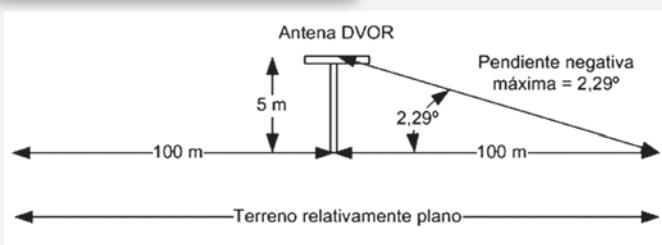
## ORIENTACIÓN REFERENTE AL EMPLAZAMIENTO DEL VOR



En el aeropuerto de Sucre, la selección del sitio de emplazamiento ha sido crítica y esencial debido a la topografía, las construcciones y la mancha urbana que circundan al aeródromo, la decisión de instalar un sistema VOR DOPPLER ha sido una cuestión de análisis exhaustivo por su implicación económica y la necesidad de la precisión de las señales de navegación VOR para preservar la seguridad de las operaciones de vuelo.

A continuación se detallan algunas consideraciones técnicas que han influido en la decisión asumida.

## TERRENO REQUERIDO



El área plana para la zona crítica requerida para la instalación de un VOR convencional tiene un radio de 300 metros alrededor de la antena y debe estar totalmente libre de obstáculos prominentes (este espacio no existe en el Aeropuerto de Sucre).

El sistema VOR Doppler requiere de una zona crítica con un radio de 200 metros alrededor de la antena.

El emplazamiento debería estar en la parte más alta del terreno de las cercanías, a fin de obtener la mayor línea visual posible, y debería estar a nivel o en declive respecto a la estación (con una pendiente descendente no mayor del 4%) hasta una distancia de por lo menos 300 m (1 000 ft), y de preferencia 600 m (2 000 ft) a partir de la estación. Las curvas de nivel del emplazamiento deberían ser circulares respecto al sistema de antena, hasta un radio de por lo menos 300 m (1 000 ft).

El emplazamiento debería estar lo más alejado posible de líneas y cercas alámbricas. La altura de las líneas y cercas alámbricas no deberían subtender un ángulo vertical superior a  $1,5^\circ$  ni extenderse más de  $0,5^\circ$  por encima de la horizontal, medidos desde el sistema de antena. Pueden aumentarse estos límites en un 50% para cercas o líneas alámbricas que esencialmente sean radios respecto al sistema de antena o que subtiendan un ángulo horizontal no superior a  $10^\circ$ .

Pueden tolerarse a más de 150 m (500 ft) árboles aislados de tamaño moderado, de hasta 9 m (30 ft) de altura.

Ningún grupo de árboles debería subtender un ángulo vertical superior a  $2^\circ$  o estar a menos de 300 m (1 000 ft) de la estación. Deberían tomarse medidas para suprimir los árboles hasta una distancia de 600 m (2 000 ft) si fuese necesario.

Ninguna construcción debería subtender un ángulo vertical superior a  $1,2^\circ$  o encontrarse a menos de 150 m (500 ft) de la estación.

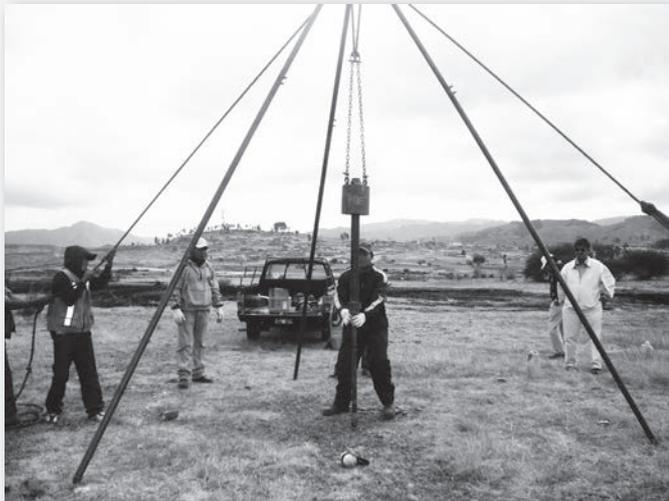
Pueden subtender ángulos verticales de hasta  $2,5^\circ$  las construcciones de madera con partes metálicas despreciables, en las que haya pocas probabilidades de que en el futuro se añadan más elementos metálicos (Anexo 10 OACI).



## PREPARACION Y ESTUDIO DEL TERRENO



Para el VOR convencional es necesario clarear un terreno adicional hasta completar un radio total libre de obstáculos de 400 metros mientras que para el VOR Doppler es suficiente con el radio de 200 metros.



Previa a la elección final se realizó el Estudio de suelo, para determinar la dureza del terreno así determinar las dimensiones y proporcionar las zapatas, columnas y el área de la caseta.

## INSTALACION SISTEMA VOR DOPPLER/DME

Para lograr el objetivo de instalar y poner en servicio el sistema DVOR/DME, se desarrollaron los siguientes trabajos:

OBRAS CIVILES

ATERRAMIENTOS DEL SISTEMA

ARMADO DE CONTRAANTENA Y BASE METALICA PARA ANTENAS

ALBERGUE PARA DVOR/DME (SHELTER)

PROVISION DE ENERGIA ELECTRICA

INTEGRACION DEL SISTEMA

INSPECCION EN VUELO

Selex, supervisó la instalación del suministro y tendido real del cableado tanto de energía como de control, los correspondientes armarios eléctricos y su conexión, el suministro y la erección de mástiles y antenas, los abrigos (con sus unidades de aire acondicionado en configuración 1+1) para la instalación del equipamiento, así como la instalación del resto del equipamiento hasta su entrega en condiciones de uso operacional junto con los servicios asociados (repuestos, garantía, formación, documentación, etc.).

## OBRAS CIVILES

Los trabajos de obra civil asociados a la instalación (entubado de la alimentación eléctrica, terraplenado, compactado, vallado, caminos, cimentaciones, etc.) fueron por cuenta de la Autoridad Contratante, bajo especificaciones (hasta un nivel de detalle lo que permitió a AASANA la ejecución precisa de los trabajos) y supervisión del Oferente.



**ARMADO DE CONTRAANTENA Y BASE METALICA PARA ANTENAS**



En 24 abril del presente, se inicio el armado de la contraantena, estructura de 30 metros de diámetro y peso de 20 toneladas.

La participación efectiva de personal Técnico de Electromecánica de las cuatro Regionales:

La Paz, Cochabamba, Santa Cruz y Trinidad

**ATERRAMIENTO DEL SISTEMA**



Posterior al estudio de suelos y determinación del emplazamiento, paralelamente a la ejecución de las obras civiles se instaló el sistema de aterramiento.



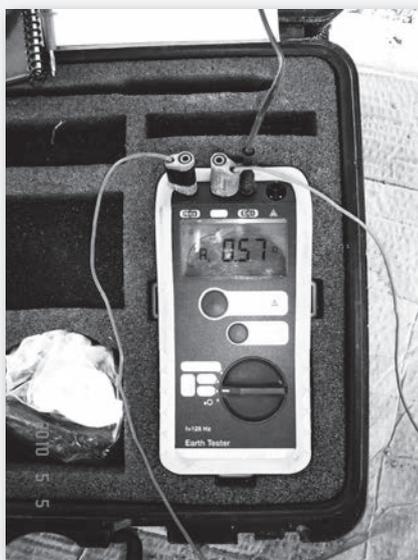
La base o contra-antena que soporta al conjunto de antenas del sistema DVOR/DME está construida de acero inoxidable, galvanizado de gran resistencia a la humedad y corrosión capaz de soportar la carga de viento máxima especificada así como el peso de la estructura y las antenas.

El diámetro de la contra-antena es de 30 metros y tiene una altura de 6 metros desde la base del bloque de la fundación. El desnivel máximo permitido es menor a 50 milímetros.

Las columnas de soporte de la contra-antena están empotradas en bases de hormigón armado.

**ALBERGUE PARA DVOR/DME (SHELTER)**

El albergue para D-VOR/DME con sus accesorios, cumple estándares recomendados, incluye las



Un anillo de cable de cobre, sumado a los elementos para mejor tratamiento, une las columnas entre si como parte del sistema de protección de tierra. El valor obtenido fue de 0.57 Ohms.



instalaciones eléctricas para el equipamiento e iluminación y tomas de corriente adicionales



de acuerdo a la última edición de la norma de National Electric Code de USA y la norma Boliviana, incluye el equipo de aire acondicionado en configuración 1+1, adecuado y suficiente al volumen del ambiente y a la generación de calor por los equipos albergados.

## PROVISION DE ENERGIA ELECTRICA

El aeropuerto de Sucre, cuenta con un sistema de alimentación Trifásica balanceada, respaldada con dos (2) Fuentes de Alimentación ininterrumpibles UPS "ON LINE" de 10 KVA, que sostiene la carga de las instalaciones del aeropuerto.

A esta disposición se añadió la conexión a los equipos. El sistema de Refrigeración cuenta con

otra línea monofásica.

Un Grupo Electrónico LISTER HRS-6 de 20 KVA, respalda el suministro de energía al sistema DVOR/DME.

## ANTENAS DE PORTADORA, BANDAS LATERALES Y MONITOR

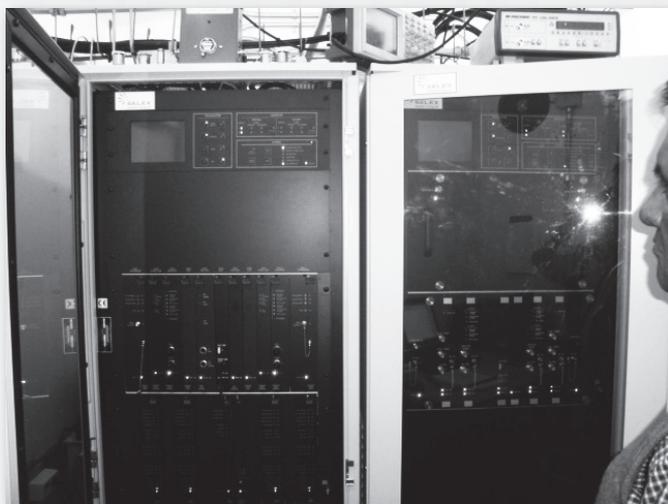
El sistema de antena DVOR consta de un montaje de antena de portadora única en el centro de la contraantena, y 48 montajes de antena de banda



lateral equiespaciados en un círculo de 44 pies de diámetro concéntrico con el montaje de antena de portadora. Todas las antenas están protegidas por cubiertas impermeables.



**INTEGRACION DEL SISTEMA COMPONENTES DEL VOR DOPPLER / DME**



El armado, las interconexiones de los equipos y la sintonía del sistema completo para uso en navegación aérea en ruta y área se realizaron de acuerdo a Manuales de ensamblaje y ajuste del propietario fabricante del equipamiento VOR Doppler y DME junto a sus facilidades asociadas.

Adecuado equipamiento de banco de laboratorio fue empleado para la obtención de parámetros correspondientes a la frecuencia de operación 116.5 Mhz y canal asociado 112X del conjunto DVOR/DME.

**INDICACIONES REMOTAS (SALA DE EQUIPOS Y TORRE DE CONTROL)**

Un sistema de Comunicación inalámbrica, entre la estación DVOR/DME, sala Remota y Torre de



Control, permite administrar el sistema y visualiza las siguientes salidas:

- DVOR: Normal/Falla
- Transmisor N° 1 en el aire
- Transmisor N° 2 en el aire
- Selección: TX 1 principal / TX 2 principal



El sistema de monitoreo y mantenimiento remoto está basado en la operación de control mediante una computadora local y una computadora remota para cubrir los requerimientos internacionales. El sistema emplea en su diseño la más reciente tecnología de procesamiento y comunicaciones.

El software de soporte corre en plataforma gráfica Windows.

**PRUEBAS DE ACEPTACION EN SITIO**

El contratista efectuó y acompañó todas las pruebas de campo para asegurar que los sistemas estén funcionando correctamente y estas cumplen con las especificaciones detalladas en el pliego de especificaciones.

Las pruebas que se efectuaron son las siguientes:

Cada sistema completo incluyendo los subsistemas, ha sido probado totalmente, hasta que el sistema total no presentó fallas de funcionamiento y se hallan dentro de las tolerancias establecidas en el proyecto.

## PRUEBAS DE HOMOLOGACION - INSPECCION EN VUELO

Las pruebas de homologación fueron realizadas después de que los sistemas fueron instalados y probados. Ninguna prueba de homologación se inició sin contar con la aprobación del Supervisor del proyecto.



El sistema VOR convencional requiere es calibrado cada seis meses, en cambio el sistema VOR Doppler, debido a la precisión y confiabilidad de las señales se estima que es inspeccionado por lapsos mayores (dos años), o cuando una aeronave reporte errores de marcación, por lo que el ahorro en horas de vuelo de inspección es considerable con el tiempo.

AASANA proveyó las pruebas de certificación en vuelo con una aeronave laboratorio de la DGAC de Chile, debidamente certificada.

La tripulación de Inspección en vuelo designada fue la siguiente:

### PILOTOS INSPECTORES:

JOSÉ BLANCO A.

ARNOLDO TOLEDO M.

### INSPECTOR EN VUELO:

LUIS ORTIZ R.

### INSPECTOR DE AERÓDROMO:

LUIS VALENZUELA A.

### ESPECIALISTA:

VICTOR AGUILERA

### TRIPULANTE:

FRANCISCO SANTOS O.

La Competencia de las tripulaciones y Pilotos Inspectores cuenta con el respaldo de personal diplomado en la FAA. (Federal Aviation Administration)

## AERONAVE - CONSÓLA DE INSPECCIÓN.

La aeronave designada para efectuar la Puesta en Servicio del DVORDME de Sucre fue el avión laboratorio del tipo Cessna Citation 650 acondicionado especialmente para misiones de Inspección de Ayudas a la Navegación Aérea.

La consola de Inspección en vuelo es un sistema Microfis Flight Inspection System con tecnología GPS, marca RVA de origen Canadiense.

El sistema DVOR/DME fue sometido a un proceso de inspección en vuelo conducida por la aeronave, tripulación y consola de inspección adecuadas. Estas pruebas se condujeron y cumplieron con las especificaciones establecidas por la OACI en el documento 8071 y anexo 10.

## GARANTIA OTORGADA POR SELEX

La garantía se inicia al haberse finalizado el procedimiento de aceptación final por parte de AASANA, y abarca la reparación de cualquiera de los equipos o sistemas que fallen serán



reparados a costa de SELEX, con sus insumos y en sus instalaciones por un periodo de tres (3) años computables después de expedición de certificado de recepción provisional.

Asimismo, el contratista garantiza durante 15 años la existencia de repuestos al nivel de módulos, componentes electrónicos y cualquier otro accesorio necesario para el adecuado funcionamiento de los sistemas.

### CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO

SELEX, proporcionó capacitación y entrenamiento a nivel avanzado, para el personal técnico de AASANA en el mantenimiento, ajuste y reparación de todas las unidades que componen cada equipo de los sistemas suministrados.

El entrenamiento fue en sitio y elaborado para 8 Ingenieros/Técnicos de Radioayudas

### INAUGURACION

Con la asistencia de autoridades locales y nacionales, a la cabeza del Lic. Álvaro García Linera, Presidente del Estado Plurinacional en ejercicio, en 24/05/2010, fue inaugurado y puesto en servicio oficial a la aeronáutica nacional e internacional el equipamiento de Navegación Aérea descrito.

### COMENTARIO CONCLUSION



En la historia de AASANA, es la primera vez que se adquiere, instala y pone en servicio un sistema de Navegación Aérea a completo costo y cargo de la Entidad.

La participación activa de los recursos humanos al margen de incrementar la experiencia del personal Técnico, también favoreció a la Relación de Costos, que resulto altamente favorable a AASANA y en consecuencia al erario nacional, en relación a la modalidad "Llave en mano".

Equipos y sistemas similares en anteriores oportunidades fueron adquiridos con financiamiento o proyectos de donación.



**PERSONAL PARTICIPANTE EN LA INSTALACION DEL PROYECTO: RENOVACION SISTEMA DE NAVEGACION DVOR/DME AEROPUERTO "JUANA AZURDUY DE PADILLA" SUCRE – BOLIVIA.**

**GERENTE PROYECTO**

Ing. MSc. Hernando Lara Valda

**DIRECTOR ADMINISTRATIVO**

Lic. Mario Alarcón Serrano

**DIRECTOR EJECUTIVO AASANA**

Cnl. Raúl Velasco Ramos

**DIRECTOR TÉCNICO AASANA**

Lic. Jhonny Casas

**PROYECTISTA Y SUPERVISOR TÉCNICO:**

Ing. Adolfo S. Blanco Goyzueta

**RESPONSABLE RADIOAYUDAS "AASANA"**

Registro Nacional de Ingeniería, RNI 19323 SIB

Teléfono oficina: 2-370340 int. 160

Teléfono móvil: 71905282

E-mail: [ablancog@asana.bo](mailto:ablancog@asana.bo) • [fitowhite@hotmail.com](mailto:fitowhite@hotmail.com)



El Ing. Adolfo Simón Blanco Goyzueta, es Bachiller en humanidades Colegio "San Luis" (1977). Se tituló como Técnico en Telecomunicaciones en la especialidad de Estaciones de Energía y Control Automático del Instituto Nacional de Telecomunicaciones "INTEL" (1981). Culminó estudios "English as a Foreign Language PAEC" (1998).

En el 2001, se tituló como Técnico Universitario Superior Sistemas Electrónicos de la Escuela Militar de Ingeniería "EMI".

El año 2007, se graduó con honores como Licenciado en Ingeniería de Telecomunicaciones de la Universidad de Aquino Bolivia "UDABOL".

Realizó estudios de Especialización sobre: Semiconductores Especiales, Fundamentos de Transmisión y dispositivos de estado sólido, Técnicas Digitales, Mantenimiento DME 596-B, Mantenimiento VOR 585-B, Mantenimiento Estación Meteorológica de Superficie, en el Instituto de Protección al Vuelo "IPV" en San José dos Campos – Brasil.

Además de Mantenimiento SA Dual Transmitter Southern Avionics Company, Mantenimiento de Computadoras "IPS – UMSA", Técnico en aplicaciones "CEC", Introducción a la Programación "ICAPTEL", Microprocesadores "ICAPTEL", Técnicas Digitales "ICAPTEL", Mantenimiento Computadoras "ICAPTEL", Vuelo por Instrumentos "VASIS", Instrument Landing System "NEC", Sistema Meteorológico "VAISALA"

Realizó el curso de Introducción a SISTEMAS ATM AVANZADOS en la fabrica de radares "INDRA – ESPAÑA" (2004)

Represento a Bolivia en la Sexta Reunión de Coordinación MEVAIL/REDDIG "OACI", llevado a efecto en Lima Perú (2007)

Como especialista CNS asistió al Factory Acceptance Test FAT, CVOR/DME a Overland Park, Kansas USA. (2010)

Asistió a diversos Seminarios Reuniones y Congresos. Como Disertante – Instructor fue invitado a las Primeras Jornadas Universitarias de Teledetección Aérea y Espacial auspiciado por "SOBCYTES"

Promovió el Seminario Regulación en Bolivia Sector Telecomunicaciones "AASANA-SITTEL"

Actualmente se desempeña como Responsable Nacional Radioayudas de la Administración de Aeropuertos y Servicios Auxiliares a la Navegación Aérea AASANA.



**SOLUCIONES FURUKAWA PARA DATA CENTER**

(Primera Parte)

Ing. Benjamín N. Mamani Laruta.

■ Departamento de Ingeniería y Proyectos – Multitarea S.R.L.

**INTRODUCCIÓN.**

La Empresa MULTITAREA S.R.L. en su condición de Canal Autorizado SOLUTION PROVIDER GOLD para Diseñar e Instalar Sistemas de Cableado Estructurado Óptico y Metálico, con Garantía extendida en Productos y Aplicaciones, presenta Soluciones para cualquier aplicación utilizada en su Data Center, FURUKAWA ofrece soluciones en cobre u óptica y de infraestructura para que usted enfoque solamente en su negocio. Nuestras soluciones garantizan un alto desempeño en altas tasas de transmisión y características que preservan su inversión, ajustándose a su necesidad actual y futura.

**1. TASAS DE TRANSMISIÓN Y CARACTERÍSTICAS**

1.1. Alta Disponibilidad: minimiza los riesgos de downtime

- Los productos son desarrollados para atender las diversas topologías de red, así los proyectistas pueden diseñar topologías de redes redundantes y flexibles con 6 conexiones o que reducen cualesquiera potenciales puntos de falla.
- Nuestros canales de comunicación son testados en la fábrica para garantizar total disponibilidad en diversas topologías; 2, 3, 4, 5 y 6 conexiones, y comprobados a través de laboratorios de tercera parte como ETL.

1.2. Modularidad: permite crecimiento futuro a través de soluciones modulares

- Crecimiento es una realidad continua para los gestores de TI. Están disponibles soluciones

escalares que permiten ampliar las conexiones de forma gradual, optimizando y flexibilizando la inversión.

- Modularidad absoluta en enlaces ópticos pues es posible ampliar redes ópticas sin la necesidad de fusiones ópticas y con alta densidad, reduciendo el tiempo de instalación y la posibilidad de fallas de comunicación a través de tecnologías disponibles como la MPO (Multi-Fiber Push On)
- Un control efectivo de los puntos de red utilizados permite saber "cuando es el momento de hacer la ampliación de la red". Los sistemas de cableado inteligentes contemplados en la solución ofrecen herramientas para este tipo de decisión.

1.3. Desempeño: Alto desempeño en altas tasas de transmisión.

- El desarrollo constante de nuevos servicios sobre plataformas de Hardware (Servers, Storages) requiere un medio físico apropiado y que garantice "por lo menos" Zero Bit Error. Es en este escenario que son hechos disponibles productos CAT.6, CAT.6A y Enlaces ópticos 10G OM3 Furukawa. Estas soluciones garantizan total atención de las necesidades actuales y futuras de sus aplicaciones.

1.4. Gestión: Control en la instalación y en la asistencia del sistema

- Detectar con facilidad la ubicación de los puntos, deja la gestión de infraestructura más ágil y segura pues el control comienza con una organización adecuada. Las soluciones Furukawa contemplan sistemas de identificación hasta mismo en módulos de alta



densidad, garantizando la optimización del espacio sin perder la agilidad de gestión.

## 1.5. Seguridad: Certeza del mejor control de su red de TI

- La gestión pro-activa detecta con rapidez los puntos de falla. Los sistemas contemplan una arquitectura de gestión que permite administrar el punto físico de la red y hacer el mapeo del mismo en una plataforma de software, así el Gestor de TI tiene certeza de todas las interconexiones.
- Alarmas integradas a la plataforma de patch panels y/o distribuidores ópticos también están disponibles.

## 1.6. Alta Densidad: Más eficiencia en la utilización de su espacio físico, mejorando la disipación del calor y reduciendo el consumo de energía.

- Aplicar soluciones que optimicen el valorado metro cuadrado del Data Center es un factor crítico para el suceso a largo plazo pues ampliaciones y modificaciones ocurren con frecuencia y sistemas de infraestructura (racks, guías, tomas) que ya ofrezcan una utilización inteligente del área y que no comprometan los desempeños de los enlaces ópticos y eléctricos son una buena opción para Gestores de TI.

## 2. DATA CENTER

Un Data Center es una estructura o parte de una estructura compleja, que sirve para almacenar todos los Sistemas de Información de la empresa ubicados en Servers.

Según la norma ANSI/EIA/TIA 942 - que indica los requerimientos desde la construcción hasta la activación del Data Center – la parte del cableado estructurado también está contemplada. Un resumen de las principales consideraciones está abajo representado.

*“En un proyecto de Data Center la característica primordial es eliminar los puntos de fallas y aumentar la redundancia y confiabilidad de las informaciones de la empresa.”*

## 3. ESTRUCTURA Y TOPOLOGÍA

La construcción de un Data Center requiere una integración entre todos los productos, objetivando siempre una solución final. Distintos de otras áreas, los requisitos tecnológicos para infraestructura son críticos y son la base para todas las otras áreas asociadas a él.

Los sistemas que deben ser considerados en proyectos de Data Center son:

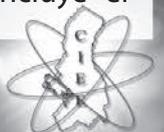
- Arquitectura;
- Eléctrica;
- Aire acondicionado;
- Telecomunicaciones;
- Gestión;
- Mantenimiento;
- Seguridad.

En el Sistema de Telecomunicaciones, debemos considerar:

- Sistemas eléctricos;
- Sistemas de aterramiento;
- Sistema de Cableado Estructurado;
- Pasaje de cables;
- Racks y Gabinetes;
- Equipamientos Activos de Red;
- Sistema de Administración de la Red;
- Jerarquía de cableado estructurado;
- Nivel de Disponibilidad del Data Center (TIER);
- Seguridad del Data Center.

Las principales áreas presentes en un Data Center son:

- **Entrance Room (ER):** La sala de entrada es un espacio de interconexión entre el cableado estructurado del Data Center y el cableado proveniente de las operadoras de telecomunicación;
- **Main Distribution Area (MDA):** Incluye el



**4.1. Tier I – Básico**

cross-connect principal, que es un punto principal de distribución de un cableado estructurado de un Data Center. En esta área se hacen las principales maniobras del Data Center. Es un área crítica;

- **Horizontal Distribution Area (HDA):** Es un área utilizada para conexión con las áreas de equipos. Incluye el cross-connect horizontal (HC) y equipos intermediarios;
- **Zone Distribution Area (ZDA):** Punto de interconexión opcional del cableado horizontal. Posicionado entre el HDA y el EDA, permite una configuración rápida y frecuente, generalmente ubicada por debajo del piso. Provee flexibilidad en el Data Center;
- **Equipment Distribution Area (EDA):** Espacio destinado para los equipamientos terminales (Servers, Storages) y los equipos de comunicación de datos o voz (switches, centrales telefónicas)

La infraestructura de comunicaciones será distribuida de la sala de entrada (ER) para las áreas de distribución horizontal (HDA) a través de una única ruta. No existe redundancia de rutas físicas o lógicas.

Estima un nivel mínimo de distribución de energía eléctrica para atender exigencias de capacidad eléctrica, con pequeña o ninguna redundancia. En este caso, una falla eléctrica o una reparación podrán ocasionar la interrupción parcial o total de las operaciones. No es necesaria redundancia de alimentación de energía en la entrada de la empresa.

Debe prever un sistema de acondicionamiento de aire simples/múltiplos con la capacidad de resfriamiento combinada para mantener la temperatura y la humedad relativa de las áreas críticas en las condiciones proyectadas, sin unidades redundantes.

Susceptible a interrupciones de las actividades planeadas y no planeadas;

Los potenciales puntos de falla son:

- Queda de energía de la concesionaria en el Data Center o en la Central de la Operadora de Telecomunicaciones;
- Falla de equipamientos de la Operadora;
- Falla en los Routers o conmutadores cuando no redundantes;
- Cualquier evento catastrófico en las rutas de interconexión o en las áreas ER, MDA, HDA, ZDA, EDA;

Permitido hasta 28.8 horas anuales de downtime.

**4.2. Tier II – Componentes redundantes**

Los equipamientos de telecomunicaciones del Data Center y también los equipamientos de la operadora de telecomunicaciones, así

**4. CLASIFICACIÓN**

Por la norma ANSI/TIA 942 existe una serie de reglas aplicables para clasificar un Data Center. Llamados de Tiers, la clasificación considera 4 niveles independientes para los sistemas de:

- Arquitectura;
- Telecomunicaciones;
- Eléctrica;
- Mecánica.

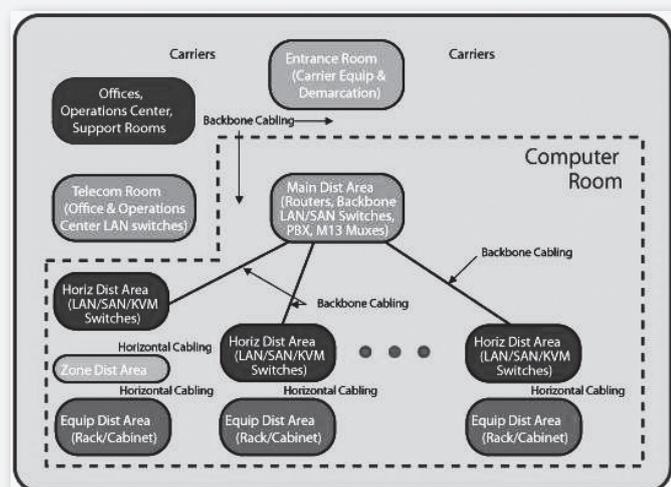


Figura 1. Topología General Básica de un Data Center

como los conmutadores LAN-SAN deben tener módulos redundantes (fuentes de energía, placas procesadoras, de supervisión, de uplink, de acceso).

El cableado del backbone principal LAN y SAN de las áreas de distribución horizontal para los conmutadores de backbone debe tener fibra o par metálico redundantes. Conexiones redundantes pueden estar en los mismos cables.

Debe tener dos cajas de acceso de telecomunicaciones y dos caminos de entrada hasta la ER (sala de entrada). Es recomendado que haya una separación física de lo mínimo 20m entre estos caminos por todo el precurso y que los mismos lleguen a la sala de entrada por lados opuestos.

Debe proveer módulos UPS redundantes para N+1. Es necesario un sistema de generador eléctrico dimensionado para controlar todas las cargas del Data Center, mientras no sea necesario conjunto de generadores redundantes. No es necesaria cualquier redundancia en la entrada de servicio de distribución de energía.

Los sistemas de aire acondicionado deben ser proyectados para la operación continua 7 días/ 24 horas/ 365 días/año e incorporan un mínimo de redundancia N+1.

Posible punto de falla para esta instalación:

- Fallas en los sistemas de aire acondicionado o de energía pueden ocasionar fallas en todos los demás componentes del Data Center.

Permitido hasta 22.0 horas anuales de downtime.

### **4.3. Tier III – Sistema Auto Soportado**

Debe ser atendido por lo menos dos operadoras de telecomunicación. Observar que no es permitido que los cables de una misma operadora presten servicios a una segunda operadora, para se evitar punto único de falla.

Debe tener dos salas de entrada (ER) de preferencia en lados opuestos del Data Center, con lo mínimo de 20m de separación física entre las dos entradas. En estas salas no se debe compartir equipamientos de telecomunicación, las salas deben estar en zonas de protección contra incendio, sistemas de energía y aire acondicionado distintos. Los equipos de las operadoras de cada sala de entrada deben funcionar si haber problemas en la otra sala.

Debe proveer rutas redundantes entre las salas de entrada (ER), las salas de conexión principal (MDA) y las salas/áreas de cableado horizontal (HDA). En estas rutas deben tener fibras o pares de cobre redundantes, dentro de la configuración estrella general. Las conexiones redundantes pueden estar en la misma o en distintas cubiertas de cables.

Debe tener una solución lista de redundancia para los elementos activos críticos.

El objetivo es permitir que cualquiera alteración de layout mantenimiento ocurra sin paralizar los servicios.

Debe proveer por lo menos una redundancia eléctrica N+1.

El sistema de HVAC (Calefacción, Ventilación y Condicionamiento de Aire) de una instalación de capa 3 debe incluir múltiples unidades de aire acondicionado con capacidad combinada de resfriamiento para mantener la temperatura y la humedad relativa en las condiciones proyectadas, con unidades redundantes suficientes para permitir una falla o mantenimiento de un panel eléctrico.

El punto de falla es:

- Cualquier evento crítico "catástrofe" en la MDA o HDA va a interrumpir los servicios;

Permitido hasta 1.6 horas anuales de downtime.

### **4.4. Tier IV – Sin Tolerancia a Fallas**



Todo el cableado del backbone debe ser redundante, además, él debe ser protegido a través de rutas/ductos cerrados.

Los equipamientos activos (routers, MODEM de operadoras, switches LAN/SAN) deben ser redundantes y tener alimentación de energía redundante. El sistema debe proveer la conmutación automática para los equipos de backup.

Las mismas recomendaciones valen cuanto a las cajas y rutas de entrada del Tier III.

Es recomendada una MDA secundaria, desde que en áreas de protección contra incendio separadas. Cuando utilizar una MDA secundaria, el cableado hasta la HDA debe tener dos caminos – uno hasta el MDA principal y otro hasta el MDA secundario. No es necesario un cableado doble hasta el EDA.

Debe proveer una disponibilidad eléctrica con una configuración "2(N+1)". El edificio debe tener por lo menos dos alimentaciones de energía de empresas públicas partiendo de diferentes subestaciones para fines de redundancia.

Los sistemas de HVAC de la instalación de capa 4 incluyen múltiples unidades de aire acondicionado con la capacidad de resfriamiento combinada para mantener la temperatura y humedad relativa de áreas críticas en las condiciones proyectadas, con unidades redundantes suficientes para permitir una falla o de un servicio de mantenimiento para un panel eléctrico. Es requerida la utilización de dos fuentes de energía para cada unidad de aire, y/o repartiendo el equipo de aire acondicionado entre las múltiples fuentes de energía. Algunos potenciales puntos simples de falla de una instalación de capa 4 son:

- En el caso de no implementar una MDA secundaria, si la MDA primaria tener fallas, el sistema es interrumpido.
- En el caso de no implementar una HDA

secundaria, si la HDA primaria tener fallas, el sistema es interrumpido.

Permitido hasta 0.4 horas anuales de downtime. La clasificación de un Data Center depende de la atención de cada una de esas áreas, pero es siempre considerado lo menor nivel para se clasificar el Data Center.

**Figura 2.** Tabla Resumen de la Clasificación

<b>TIER I</b>	Ruta única para sistemas de energía y ventilación Sin redundancia Sin piso elevado Susceptible a interrupciones de las actividades planificadas o no planificadas 28,8 horas anuales de downtime
<b>TIER II</b>	Ruta única para sistemas de energía y ventilación Componentes redundantes Piso elevado Menos susceptible a interrupciones en comparación al Tier I 22,0 horas anuales de downtime
<b>TIER III</b>	Múltiples rutas para sistemas de energía y ventilación (solamente una activa) Componentes redundantes Permite cualquier modificación de layout y mantenimiento sin interrupciones de las actividades operativas 1,6 horas anuales de downtime
<b>TIER IV</b>	Sistema de energía y ventilación distribuido Componentes redundantes Todos los hardwares deben tener fuente de energía redundante Soportar al máximo una falla no planificada o eventos con impactos en la pérdida de los datos no críticos 0,4 horas anuales de downtime

MAYORES INFORMACIONES



**ultiTarea S.R.L.**

**INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
ELÉCTRICA Y ELECTROMECAÁNICA**

**La Paz:** Calle Murillo Nº 1028 Of. 216-218

Telf.: (591-2) 2338420 - 2315074

Fax: (591-2) 2338420

E-mail: [ventaslp@multitareasrl.com](mailto:ventaslp@multitareasrl.com)

**Cochabamba:** Av. Heroínas Nº 0 - 0568

Galería Los Libertadores 1er. Piso Of. 3

Telf.: (591-4) 4258986

E-mail: [ventascbb@multitareasrl.com](mailto:ventascbb@multitareasrl.com)

**Santa Cruz:** Telf.: (591) - 70869389

E-mail: [ventascsz@multitareasrl.com](mailto:ventascsz@multitareasrl.com)

**Potosí:** Tel.: (591 - 2) 6242560

Cel. (591) 73851675

**[www.multitareasrl.com](http://www.multitareasrl.com)**

