



Cooperativa Eléctrica Paillaco LTDA

SOCOEPA - CHILE

Implementación Proyecto Piloto
REDES INTELIGENTES

Historia Cooperativa **SOCOEPA**

La Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., SOCOEPA, fue creada en el año 1956.

El objetivo de esta Cooperativa ha sido brindar servicio a las zonas rurales, manteniendo la calidad y la continuidad del suministro eléctrico que entrega a sus socios y clientes.

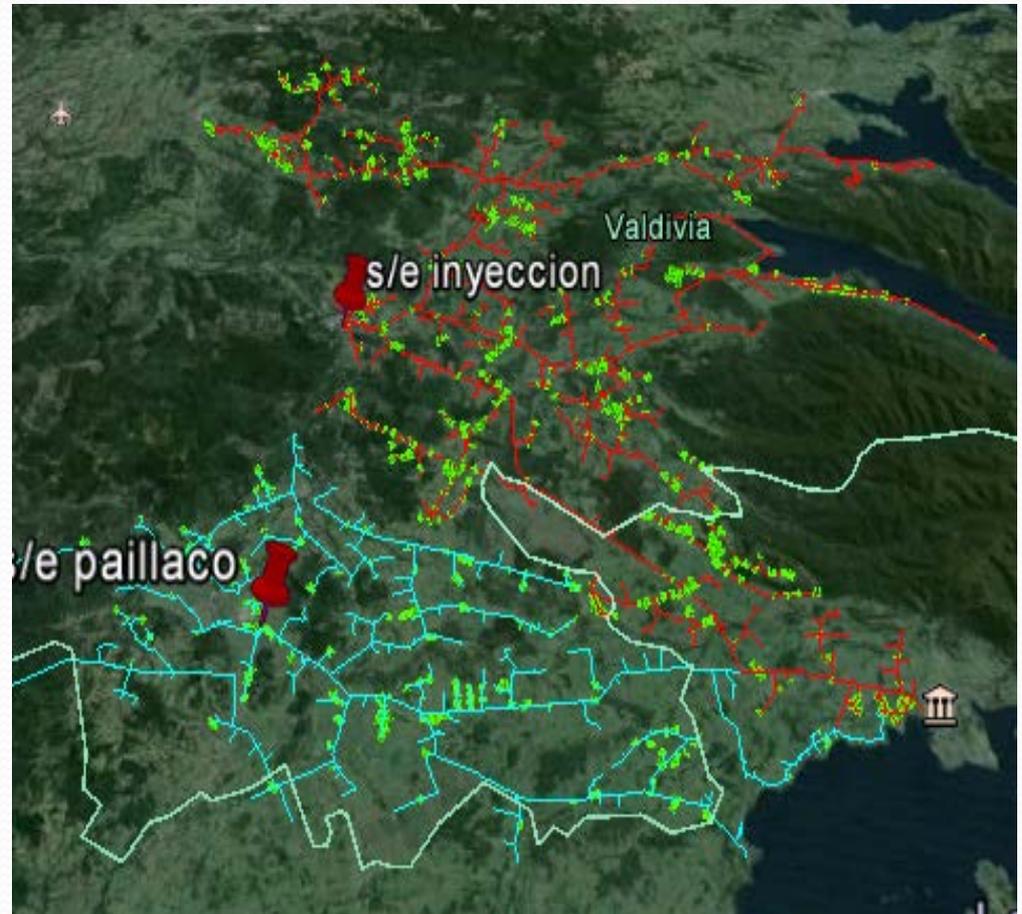
Con el transcurso del tiempo, y conscientes que el desarrollo de nuestra Cooperativa debe servir al desarrollo social y económico de sus asociados, se ha incursionado en otros negocios.



Historia Cooperativa SOCOEPA

Dado los procesos de crecimiento y expansión de las líneas eléctricas de distribución durante estos años, la Cooperativa en la actualidad suministra energía eléctrica a las comunas de:

Paillaco, Máfil, Panguipulli, Futrono, Los Lagos y La Unión, todas en la Región de Los Ríos, con una red de distribución que supera los 1.200 Kilómetros de línea de media tensión , sobre 250 km de líneas de baja tensión y aprox. 6500 clientes.



Historia Cooperativa

SOCOEPA

Subestaciones y Transformadores

	Alimentador Paillaco	Alimentador Lagos	Los	Total	Tensión (V)
Monofásicos	210	403		613	7.620/220
Bifásicos	142	314		456	13.200/220
Trifásicos	344	538		882	13.200/380

Total	1.951
-------	-------

Empalmes

Alimentador	Monofásicos	Trifásicos	Total por Alimentador
Paillaco	2.551	101	2.652
Los Lagos	4.648	166	4.814
TOTAL	7.199	267	7.466

Clima Adverso y Alta Ruralidad

Al ser SOCOEPA una cooperativa con una alta ruralidad, y expuesta a condiciones climáticas adversas, nos obliga a redoblar nuestros esfuerzos con el propósito de mantener continuidad de suministro y una buena calidad de servicios. Nuestras redes se encuentran expuestas durante 10 meses del año a condiciones climáticas adversas y por otro lado, nuestras redes se encuentran expuestas a potenciales interrupciones a raíz de la gran cantidad de predios reforestados en nuestra región.

Si bien es cierto, existen las fajas de seguridad, estas son insuficientes producto de la gran altura que alcanzan estos arboles, sobrepasando incluso los 30 mts.

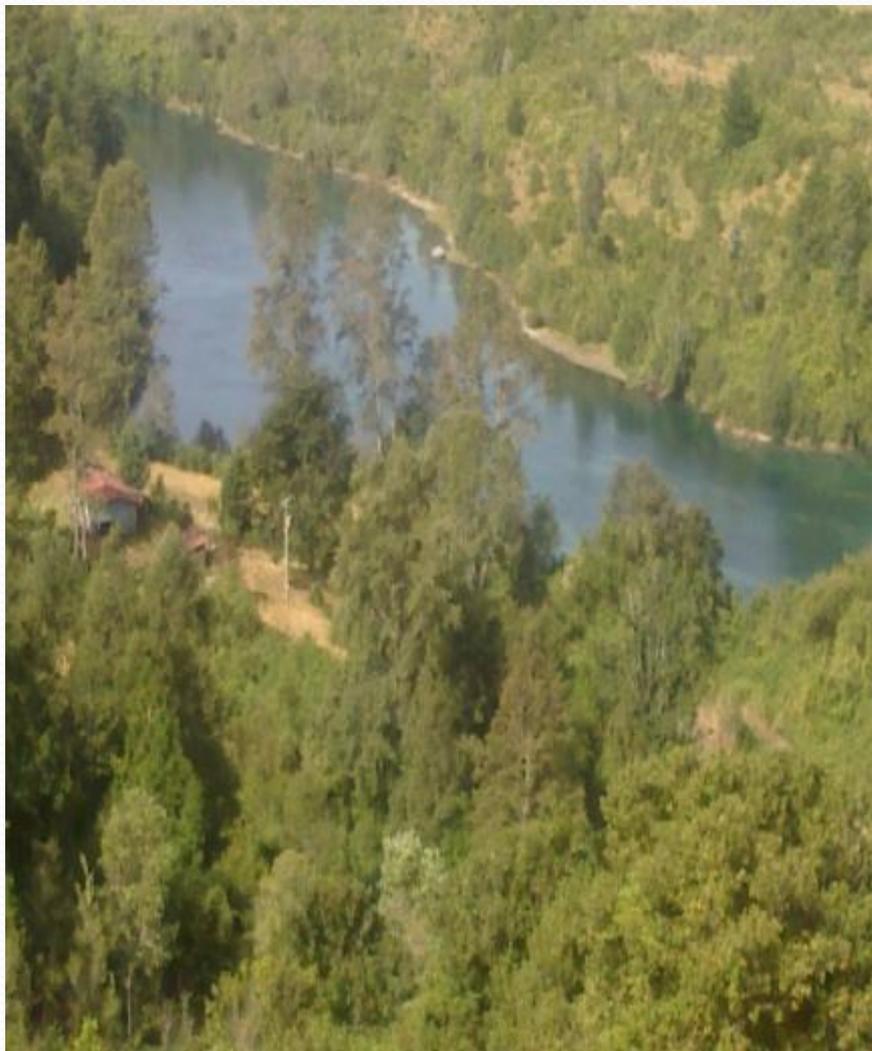


Clima Adverso y Alta Ruralidad

Otra dificultad esta dada por la topografía y topología de nuestras redes, las que en algunos casos dificultan los accesos a la red y empalme de nuestros usuarios.









Clima





Sistema de Lectura Remota automática de medidores
AMR por medio de tecnología Power Line Carrier
PLC

Génesis del Proyecto Redes Inteligentes

Dada la alta ruralidad de nuestra cooperativa los procesos de toma de estado y corte y reposición son tareas críticas considerando que estas deben realizarse en forma oportuna y precisa.

Los costos que se involucran además de la disponibilidad del recurso en la toma de lecturas de medidor en forma mensual nos demanda un costo operacional alto y limitación de recursos en abordar otras labores destinadas a mantener la continuidad y calidad en el servicio a nuestros clientes.

Es por ello que es de nuestro mayor interés participar de un proyecto que incorpore tecnología Smart Grid , el que sin duda redundara en un mejor servicio a todos nuestros clientes.

Dificultades

Las dificultades en las que nos vemos enfrentados son entre otras las siguientes:

- El proceso de toma de lectura significa un gran gasto de recursos humanos y tiempo.
- Existencia de errores en la lectura y transcripción a los sistemas de captura.
- Dificultad de acceso donde se encuentran emplazadas nuestra líneas.
- Periodos de facturación disimiles entre un mes y otro.
- Estimación de estados.
- Distracción de recursos de otras tareas.
- Necesidad de datos precisos y confiables.
- Riegos a la integridad física

Algo de historia

Proyecto de redes inteligentes-Alianza para Latinoamerica

Producto de la invitación por parte de NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) a participar de un proyecto piloto de Redes Inteligentes, con fecha 25 de junio del 2011 se firma Memorandum de Entendimiento entre NRECA Fundación Internacional y SOCOEPA con vigencia a diciembre 2011.

Con fecha 18 de octubre 2011 se nos informa de la aprobación por parte del Departamento de Estado de los Estados Unidos de la propuesta de NRECA “Redes Inteligentes – Alianza para Latinoamerica”, habiéndose firmado el contrato con fecha septiembre del mismo año.

Durante la semana del 05 al 09 de diciembre 2011 concurrimos a reunión de trabajo con demás países participando de este proyecto a Costa Rica. Participaron representantes de cooperativas de Brasil, Bolivia, República Dominicana, Costa Rica, Guatemala y Chile.

De las opciones planteadas con respecto al tipo de proyecto a implementar, claramente predominó por parte de los participantes el proyecto “Medición de Lectura Remota de Medidores Eléctricos” con la posibilidad de asociar a este la opción de corte y reposición.

Beneficios

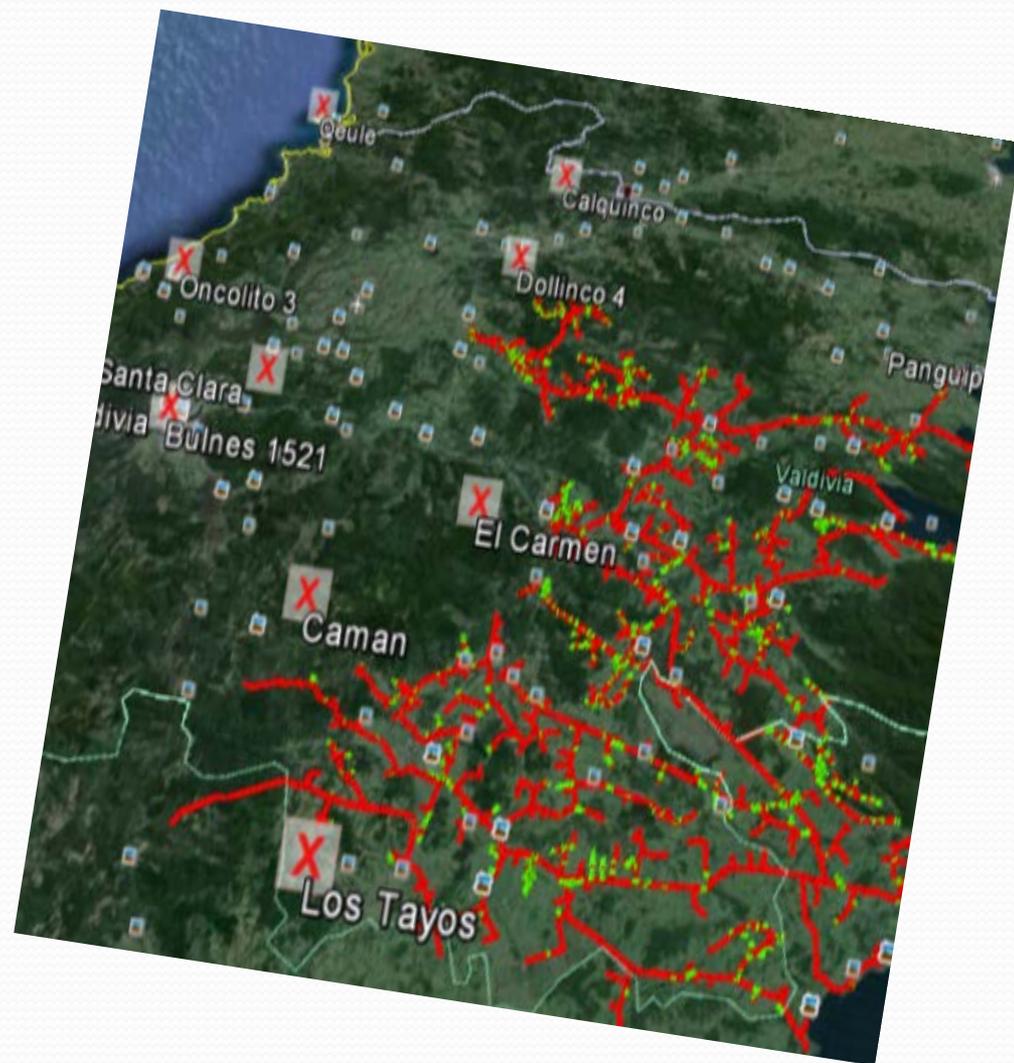
Los beneficios que observamos al elegir en principio este proyecto piloto son:

- Podemos monitorear y controlar el consumo de energía de nuestros clientes, sin importar si los residentes se encuentran en el inmueble.
- La lectura remota de medidores reduce las quejas de los clientes.
- Significativo ahorro de tiempo en la lectura, con menos margen de error.
- La información necesaria para la toma de decisiones, disponible en períodos diarios, no mensuales.
- Capacidad para identificar y eliminar los cortes de suministro, mejorando la calidad de servicio, al contar con información confiable y oportuna.

Definición Sistema a Utilizar.

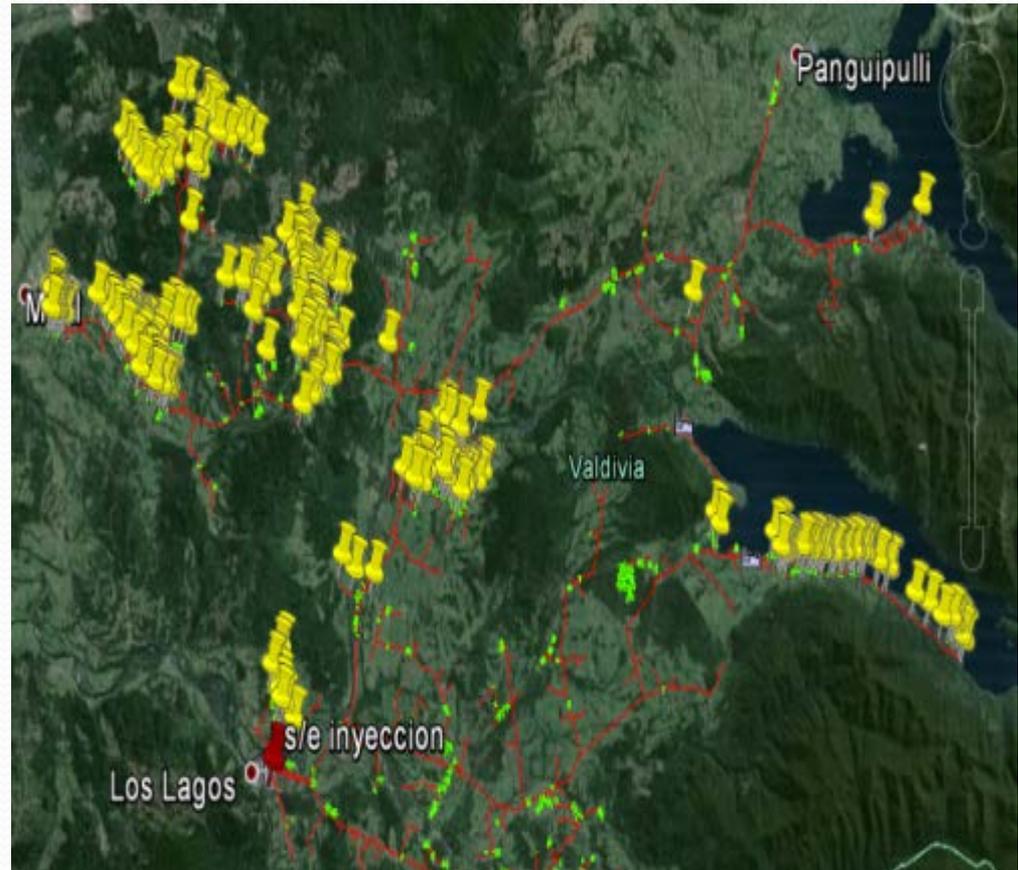
Actualmente existen varias alternativas tecnológicas que sirven para obtener la lectura de medidores de energía eléctrica, como ser GPRS, Radio Frecuencia (RF), siendo estas de alto costo para su implementación. No obstante la tecnología PLC (Power Line Carrier) se desarrollo para aprovechar la red de cables de un tendido eléctrico, lo que significa un ahorro de costos en comparación con las otras alternativas

Dada la ruralidad de nuestras redes , se optó por un **Sistema Power Line Carrier (PLC)**



Planificación

- 1.-Definir ubicación de medidores
- 2.-Homologación, calibración y certificación de los medidores.
- 3.-Obtener autorización de cambio medidor por clientes
- 4.-Ubicación e instalación de subestación Inyección (Transformador, TCU, SPU, TTCC)
- 5.-Instalación de medidores
- 6.-Puesta en Marcha
- 7.-Obtención y análisis de datos



Definición de ubicación medidores

Con la finalidad de establecer una muestra de medidores representativa predominó en su elección:

- Dificultad de terreno (difícil acceso)
- Sectores extremos de centros urbanos
- Opciones tarifarias
- Tipos de medidores

Aleatoriamente también se tomaron algunos medidores cercanos a centros urbanos y/o de nuestro alimentador principal ubicado en la ciudad de Los Lagos.

Se contemplan de acuerdo a proyecto la instalación de 450 medidores monofásicos, y 50 medidores trifásicos simple energía.

<..\..\Public\Desktop\Google Earth.lnk>

NORMATIVA ELECTRICA

- Existe en Chile un ente regulador, fiscalizador y Sancionador dependiente del Ministerio de Economía de nuestro País, llamado “Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, SEC.
- Dentro de sus competencias cumple con la función de Fiscalizar y Supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

NORMATIVA ELECTRICA

- Para cumplir con la normativa respecto a la certificación y homologación de los medidores adjudicados por Landis + Gyr, y por la descripción de estos, medidor monofásico E 22-A, y medidor trifásico E 34-A, fue necesario solicitar de nuestra parte a la Superintendencia de Electricidad de Combustibles, SEC, la homologación de estos.
- Posterior a esta acción somos informados por la SEC sobre la emisión de Resolución Exenta en la que se indica el reconocimiento de los certificados extranjeros a los medidores Landis + Gyr por parte de este organismo. Procediendo por tanto y a través de la empresa UNDERFIRE a homologar y calibrar estos medidores de conformidad a la normativa vigente.

Tipos de Medidores

Monofásico E22 A



Trifásico E 34A



Autorización cambio de medidor por clientes

De conformidad a la normativa vigente en nuestro país, los medidores pueden ser de propiedad del cliente o en su defecto de la empresa quien bajo esta condición se los arrienda al cliente, en nuestro caso la totalidad de los medidores existentes en nuestro sistema son de propiedad del cliente. Esta condición nos significó generar una solicitud en la que el cliente nos autorizara a realizar el cambio. Sin duda es una de las actividades más complejas por no depender de la empresa el cambio y aplicación de esta nueva tecnología de medición.

En general hemos tenido una buena respuesta salvo rechazos menores dados principalmente por la desconfianza del cliente al pensar que el consumo le aumentará, posibles costos asociados al cambio, y clientes que posterior a la firma desisten del cambio.

CARTA TIPO, parte 1

AUTORIZACION CAMBIO DE MEDIDOR

Estimado Cliente

Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., SOCOEPA, con el afán de mejorar y brindar un mejor servicio a sus clientes desde hace un tiempo se encuentra realizando mejoras en sus instalaciones, equipos y procesos asociados.

En el periodo de facturación mensual, la toma de estado de medidor es uno de los procesos críticos que demanda gran dedicación y recursos, que sumado a la geografía del terreno hace más difícil a nuestro personal cumplir mensualmente con esta tarea.

Con el propósito de mejorar en forma continua, SOCOEPA se encuentra implementando un sistema de toma de lectura de medidor en forma remota o a distancia. Lo que traerá al cliente los siguientes beneficios:

CARTA TIPO, parte 2

Periodo de facturación constante, siempre será facturado el mismo periodo de tiempo. 30 días.

Se eliminaran los estados estimados, producto de la imposibilidad de acceder al medidor.

Mejorar los tiempos de respuesta en caso de falla ya que gracias a esta tecnología podremos determinar en tiempo real la falta de energía en algún sector o cliente en particular.

Ud. contara con un medidor de última tecnología, certificado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC). Los costos del medidor, instalación y equipamiento asociado serán de cargo de la Cooperativa.

Por lo anterior autorizo a la Cooperativa Eléctrica Paillaco, el cambio de medidor de conformidad a lo indicado en la referencia.

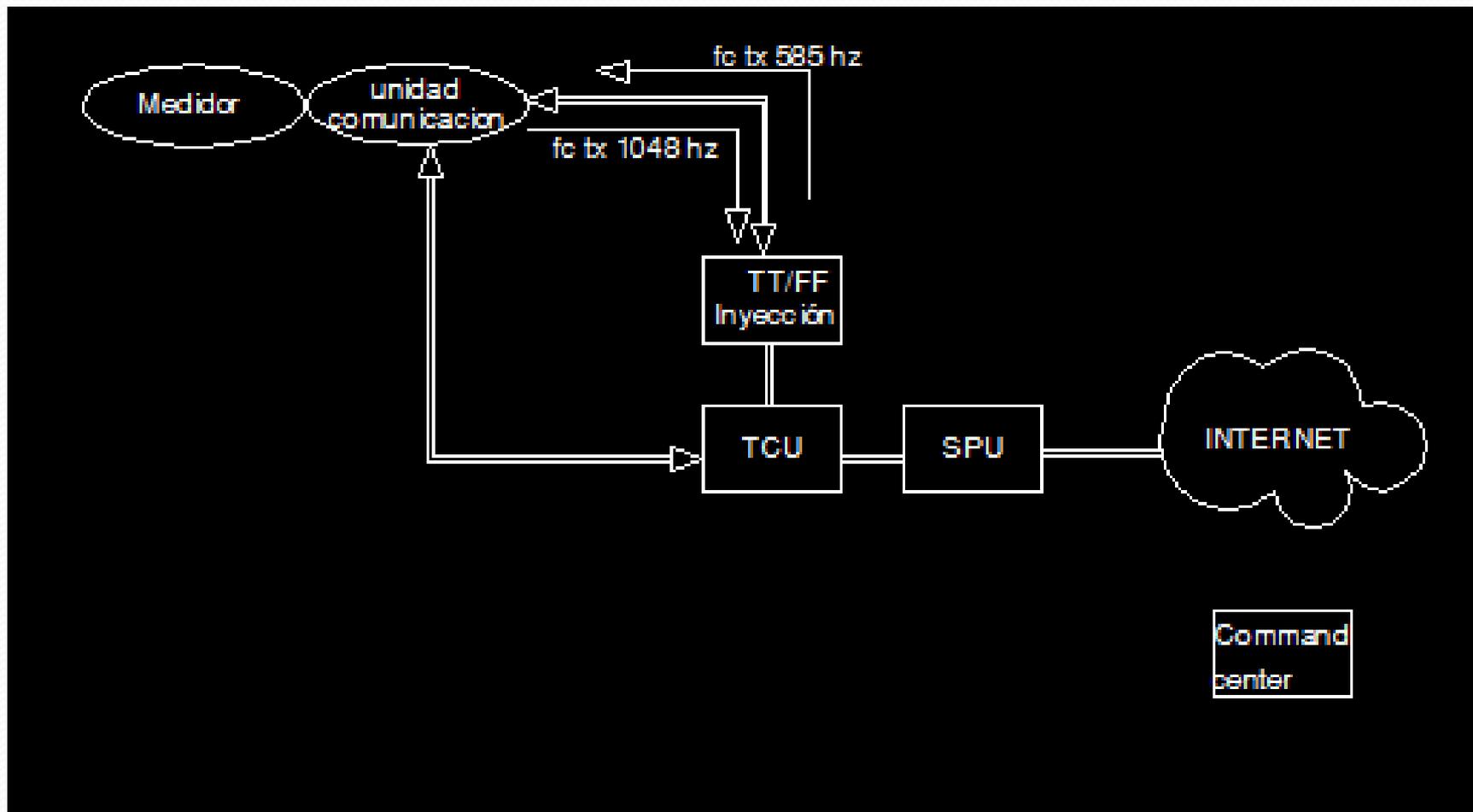
Nombre Cliente:.....

Firma

Rut:

Fecha:.....

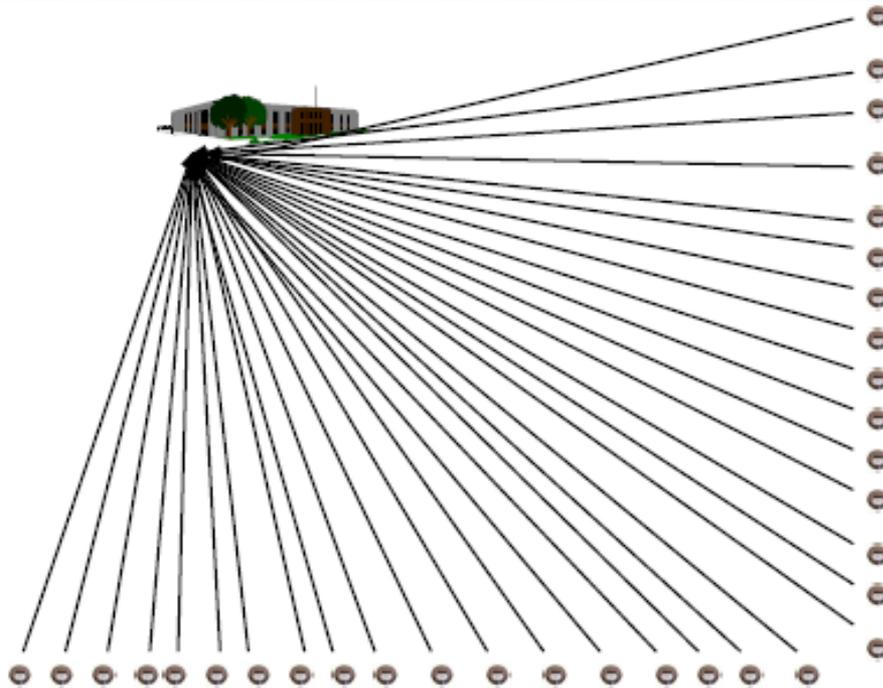
Principio funcionamiento PLC



Marco teórico PLC

- 5 unidades que interactúan para dar solución integral al proyecto
- Unidad de comunicación en los medidores , TCU, SPU , transformador de inyección y command center.
- TCU Tx frecuencia 550 hz a los medidores estableciendo comunicación, medidor responde en frecuencia 1048 hz.
- SPU envía información a command center para ingresar medidores al sistema y poder configurarlos , asignando un canal o frecuencia determinada de 2,5 mili hz(0,0025 hz) medidor representado ante command center como un endpoint.
- Procesos de configuración , se contempla los medidores se envían para find, configure y normal.

Acceso múltiple por división de frecuencia



FDMA – Metodología

- Acceso por división de frecuencia
- Flujo continuo de datos
- Habilidad para reconfigurar remotamente los datos que vienen del medidor
- Sin necesidad de esperar por secuencias de poleo.

Intervalo de Datos cada hora

- Encienda desde su oficina la lectura cada hora de datos según sea requerido
- Tanto las lecturas diarias como cada hora son continuas y simultáneas

Componentes de sistema PLC TS₂

- Medidor Inteligente con unidad de comunicación, transmite información de lectura a la SPU y dispone de dispositivo de corte y reposición.
- Transformador de Inyección (Impedancia depende del modelo de TCU). Impedancia baja para evitar carga del sistema.



- Comunica instrucciones hacia los medidores
- Manejo de carga
- Conexión y reconexión remota
- Instrucciones de adquisición de datos
- Transformador estándar 380/220v 50 kva
- Transmite frecuencia de 555/585hz

SPU: Unidad de Procesamiento de Subestación

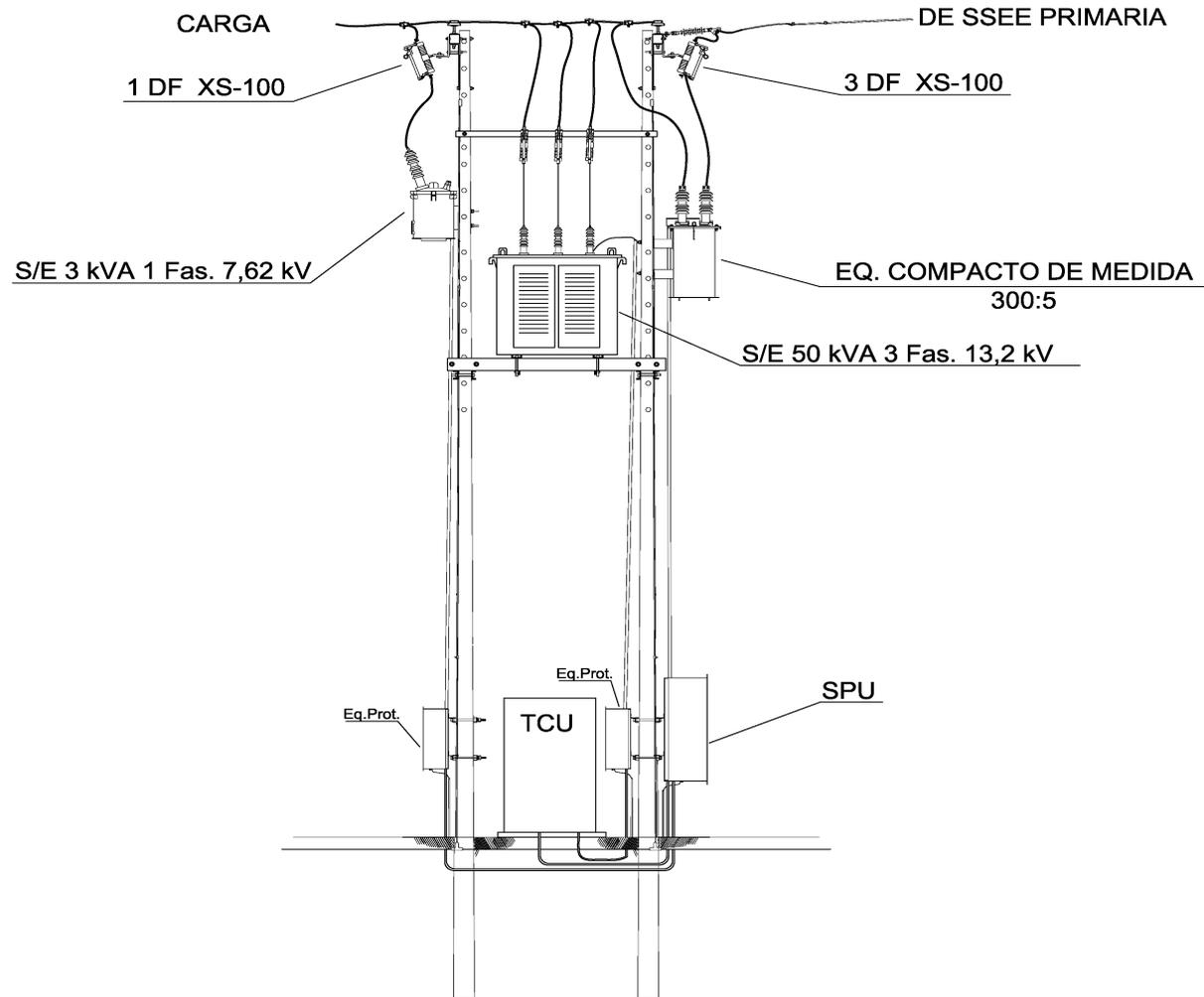
- Información de dos vías, colector y procesador de señales.
- 44000 canales de capacidad
- Canales endpoint asociados 0.0025 hz entre si
- Frecuencia de transmisión 970 a 1006 (caso nuestro 1048hz).



Implementacion

PLC TS₂

Diagrama Unilineal de Instalación Subestación de Inyección, TCU, SPU.



Instalación subestación de inyección

El proceso de instalación de esta subestación fue realizado en la cabecera de uno de nuestros alimentadores en Los Lagos, siendo la secuencia de instalación:

Intercalación de postes c.a.

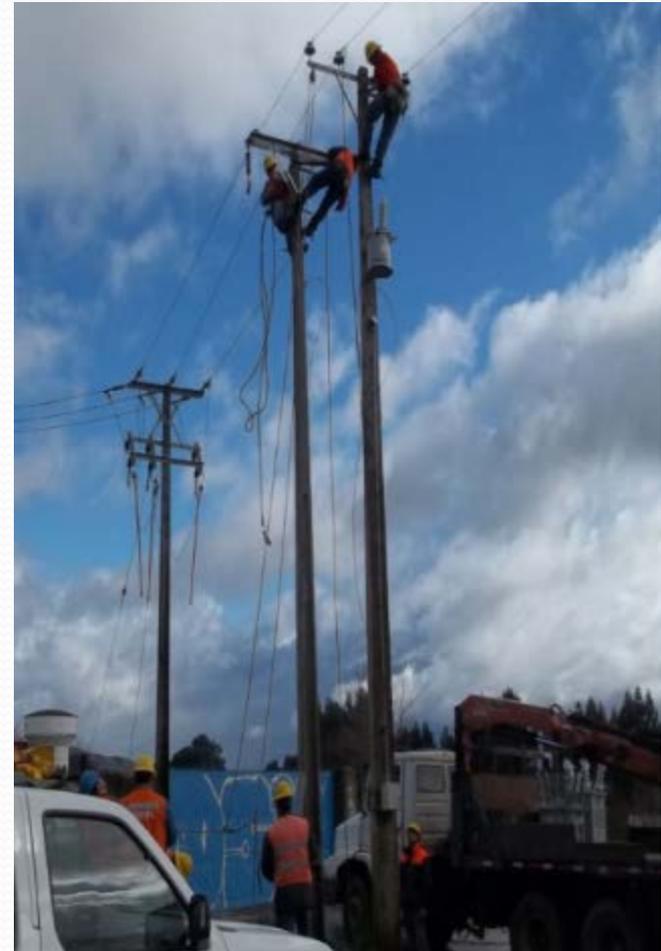
Instalación transformador de inyección, equipo compacto de medida, transformador de alimentación monofásico.

Instalación equipos de protección.
Instalación TCU

Instalación SPU

Cierro perimetral

Soporte internet.



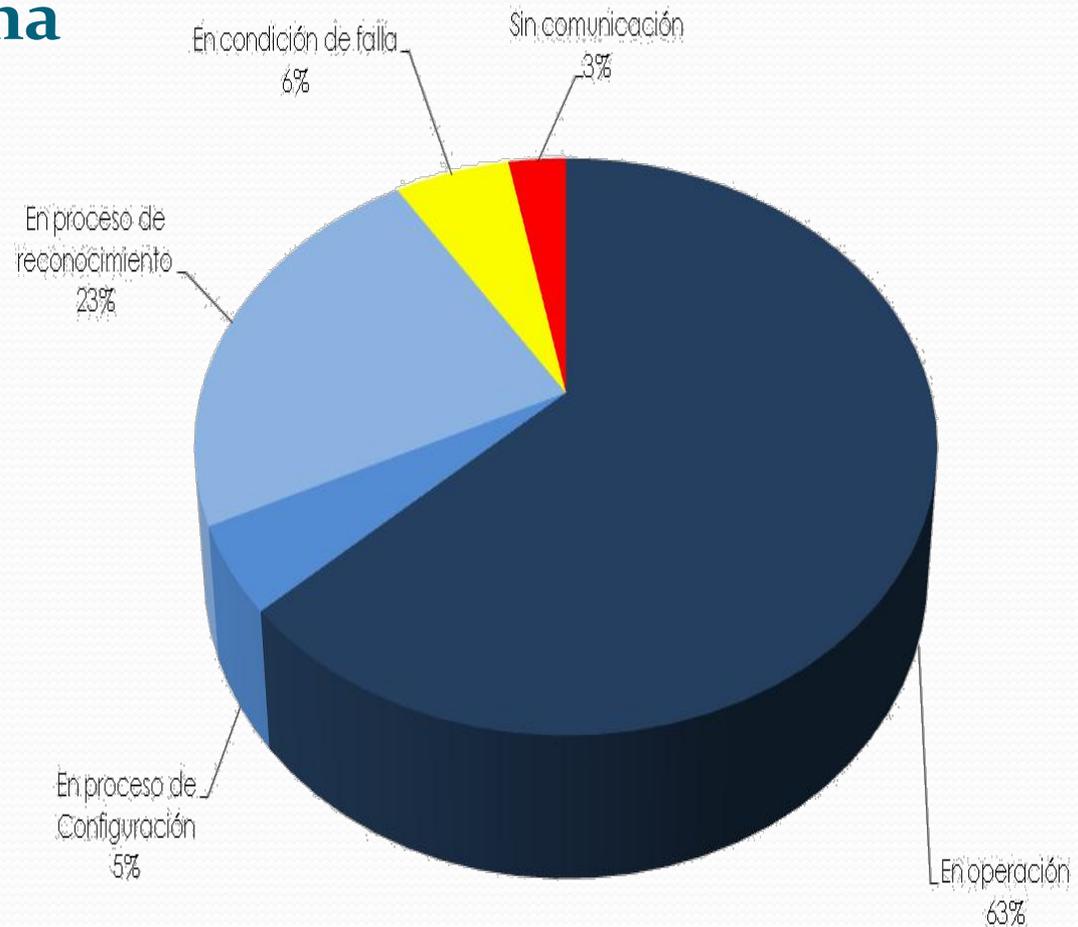






Puesta en Marcha

Habiendose puesto en marcha el proyecto vemos de conformidad a la grafica obtenida a esta fecha nos indica la condición en la que se encuentra cada uno de os medidores ya instalados,



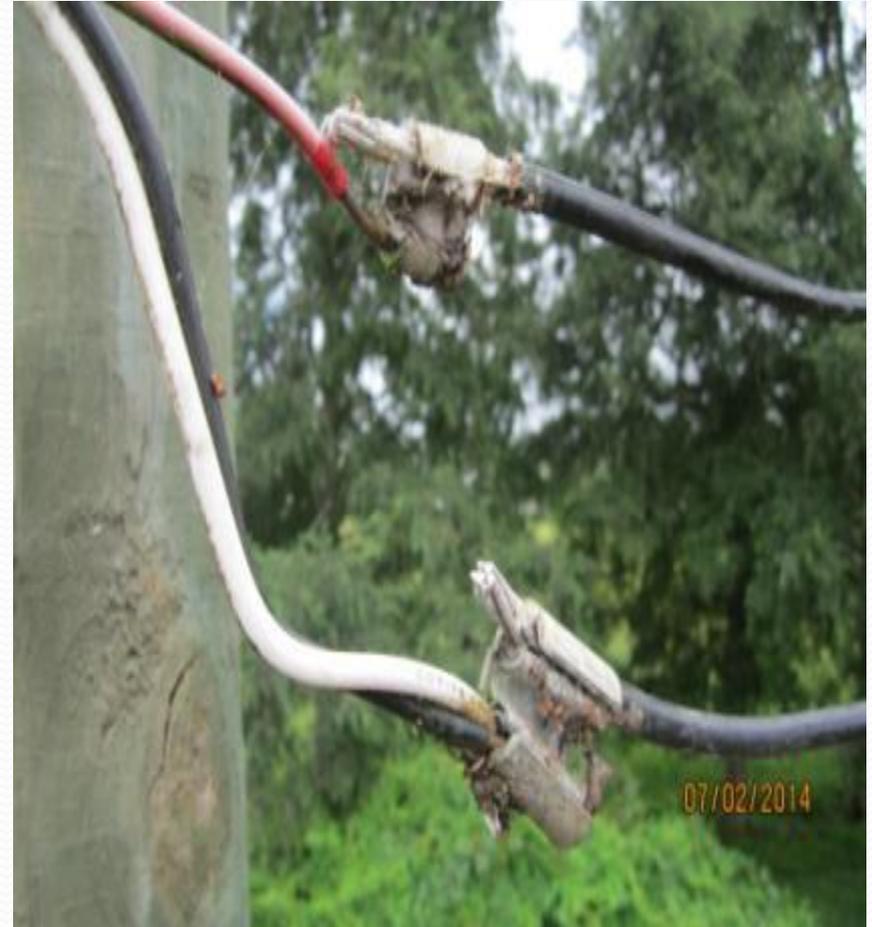
<https://socoepa.commandcentermsp.com/login.aspx?ReturnUrl=%2f->

Agentes que pueden afectar una buena comunicación

- Conexión desde el transformador hacia el equipo de medida antiguos y embarrilados.
- Aislaciones de conductores deficientes por rayos UV y antigüedad de instalaciones.
- Transformadores de distribución con vida útil cumplida.
- Impurezas en las conexiones.
- Líneas de distribución con uniones rápidas y colchas, producto del corte de líneas.
- banco de condensadores en las líneas.







Relación señal a Ruido

- El análisis de la relación señal y ruido no hizo pensar que en determinados horarios producto de la carga del sistema en general , no era posible la comunicación entre la TCU y los medidores. Aguas abajo, down stream
- Horas pick entre 6 am y 10 am
- Y 15pm y 19 pm . Se observa niveles de señal bajos y demanda del sistema máxima.
- Existe relación inversamente proporcional entre la demanda y la relación señal ruido

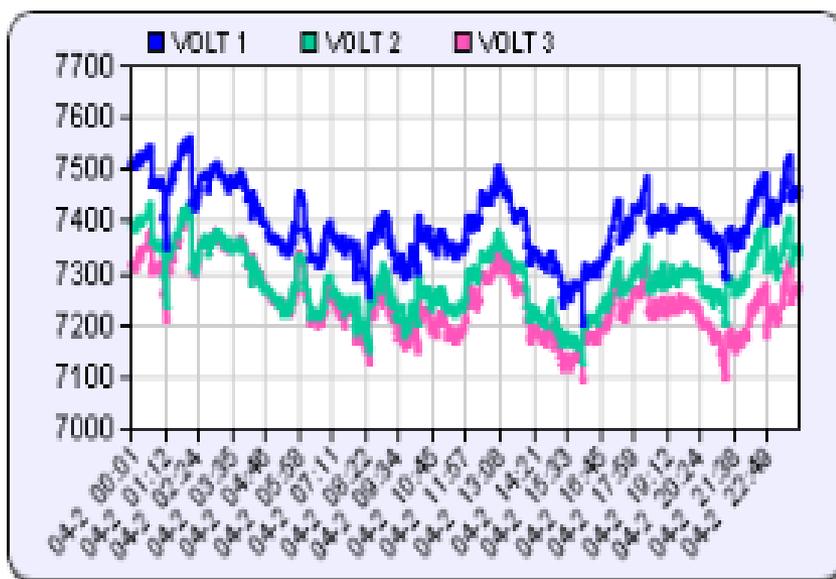
Análisis medidor en estado normal



Meter History    days [Full History](#) [Service History](#)

Info	Meter Read Date	Collector	Signal Quality	kWh Usage	kWh Reading	Moment. Int. Count	Sust. Int. Count	PctSubIDsRcvd (%)
	10-02-2014 0:00	LOSLAGOS	1,71	7	728	32	5	96
	09-02-2014 0:00	LOSLAGOS	2,03	6	721	32	5	92
	08-02-2014 0:00	LOSLAGOS	2,0	6	715	32	5	92
	07-02-2014 0:00	LOSLAGOS	1,82	6	709	32	5	99
	06-02-2014 0:00	LOSLAGOS	1,63	5	703	32	5	96
	05-02-2014 0:00	LOSLAGOS	1,53	6	698	32	5	96
	04-02-2014 0:00	LOSLAGOS	1,79	6	692	32	5	96

200.85.194.178



20	06:50:00 AM	1.1e-06	8.6e-07	00000	1.1e-07	2e-07	00000	1e-06	8.1e-07	00000
21	07:10:00 AM	9.6e-07	8.4e-07	00000	2.5e-07	2.1e-07	00000	7.3e-07	7.8e-07	00000
22	07:30:00 AM	8.8e-07	8.3e-07	00000	1.5e-07	2.2e-07	00001	1e-06	7.7e-07	00000
23	07:50:00 AM	8.9e-07	8.6e-07	00000	6.5e-08	2.2e-07	00001	9.5e-07	8e-07	00000
24	08:10:00 AM	1.3e-06	9e-07	00000	7.8e-08	2.1e-07	00000	1.3e-06	8.4e-07	00000
25	08:30:00 AM	7.4e-07	9.1e-07	00001	1e-07	2e-07	00001	8.2e-07	8.5e-07	00001
26	08:50:00 AM	7.3e-07	9.1e-07	00000	2.5e-07	2e-07	00000	7.8e-07	8.7e-07	00000
27	09:10:00 AM	6.9e-07	8.9e-07	00000	1.6e-07	2.1e-07	00000	7.9e-07	8.7e-07	00000
28	09:30:00 AM	8.6e-07	8.8e-07	00001	1.5e-07	2.2e-07	00001	1e-06	8.7e-07	00001
29	09:50:00 AM	3.2e-07	9.1e-07	00000	2.6e-08	2.2e-07	00001	3.4e-07	9e-07	00000
30	10:10:00 AM	8.3e-07	9.4e-07	00001	1e-07	2.1e-07	00000	9.3e-07	9.3e-07	00001
31	10:30:00 AM	1.7e-06	9e-07	00000	2.6e-07	2.2e-07	00000	1.7e-06	9e-07	00000
32	10:50:00 AM	1.8e-06	8.7e-07	00000	2.1e-07	2.2e-07	00000	1.8e-06	8.8e-07	00000

Conclusiones

- El sistema funciona a pesar de existir en algunos momentos del día relaciones señal-ruido deficientes, llegando en ocasiones a estar el ruido por sobre la señal, a consecuencias del aumento de la demanda en la red
- Como consecuencia de esta nueva tecnología nos permite contar con una herramienta adicional para el análisis de la red.
- Por lo prematuro y considerando que se esta en una etapa de marcha blanca no es posible concluir respecto a los factores que inciden en el buen o mal funcionamiento del proyecto.