

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



USO EFICIENTE Y MEJORA DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE UNA UNIDAD MINERA

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
LINO CALEB SANTANA SÁNCHEZ**

**PROMOCIÓN
2008-II**

**LIMA-PERÚ
2013**

**USO EFICIENTE Y MEJORA DE LA CALIDAD DE
ENERGÍA EN LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE UNA
UNIDAD MINERA**

Dedico con mucho amor este trabajo a mi hijo Víctor Caleb, a mi bella esposa Deicy Vásquez y a mi hermosa familia; quienes con su gran amor, cariño y afecto, me obsequian la motivación y la fuerza que hoy en día me impulsa a seguir adelante con optimismo y ahínco en el camino de la vida

SUMARIO

El presente informe desarrolla el proyecto de modernización del sistema de medición de la subestación principal de una unidad minera, con el fin de obtener un uso eficiente y mejora de la calidad de la energía; logrando de esta manera dar solución a los continuos problemas que padecía la subestación, como por ejemplo:

- Paradas innecesarias en la producción.
- Uso inapropiado de la energía.
- Sobrecostos por equipos sobredimensionados.
- Operación de equipos fuera de los rangos de tolerancia.
- Picos en cargas no críticas, etc.

La subestación principal pertenece a la Unidad Minera Toquepala, situada en el departamento de Tacna, provincia de Jorge Basadre, distrito de Ilabaya. La mina es de tajo abierto y pertenece a la Empresa Southern Perú Copper Corporation (SPCC).

Al final del informe se demuestra que con la modernización se logra una reducción en el consumo de la energía, equivalente a un ahorro de US\$ 80,150 por año.

Así mismo, el proyecto también incluyó la implementación de un sistema de monitoreo en tiempo real de la calidad de la energía, propio de los medidores nuevos instalados en la subestación.

El informe desarrolla los aspectos situacionales del caso de estudio, así como el marco legal y teórico conceptual relacionado, concluye con el planteamiento de la solución, la ejecución de los trabajos y todos los análisis respectivos.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Objetivos del trabajo	3
1.3 Evaluación del problema.....	3
1.4 Alcance del trabajo	4
1.5 Síntesis del trabajo	8
CAPÍTULO II	
MARCO SITUACIONAL DEL CASO DE ESTUDIO	9
2.1 Características principales del sistema eléctrico	9
2.2 Subestación principal MILL-SITE.....	13
2.2.1 Aspectos generales	13
2.2.2 Resumen y datos técnicos.....	15
2.3 Diagnóstico energético	16
CAPÍTULO III	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	18
3.1 Calidad de energía eléctrica	18
3.1.1 Aspectos generales	18
3.1.2 Generación de corrientes armónicas	20
3.1.3 Fugas de corriente en la red de tierra	20
3.1.4 Variaciones de la tensión o voltaje.....	21
3.2 Calidad de producto.....	21
3.2.1 Aspectos generales	22
3.2.2 Tensión.....	22
3.2.3 Frecuencia.....	24
3.2.4 Perturbaciones	25
3.3 Calidad de suministro	28
3.3.1 Indicador de Calidad	28
3.3.2 Tolerancias.....	29
3.3.3 Control.....	29
3.4 Precisión de medida de la energía.....	30

3.4.1	Indicador de Calidad	30
3.4.2	Tolerancias	31
3.4.3	Control	31
3.5	Especificaciones técnicas de los equipos	31
3.5.1	Requisitos Mínimos	31
3.5.2	Procedimiento de aprobación	33
3.5.3	Adquisición de equipos registradores	34
3.6	Diagnóstico energético	34
3.7	Conceptos y acrónimos	35
3.7.1	Definición de conceptos	36
3.7.2	Acrónimos	38
CAPÍTULO IV		
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....		40
4.1	Planteamiento de la solución	40
4.1.1	Diagnóstico complementario	40
4.1.2	Evaluación de alternativas	41
4.1.3	Descripción del medidor seleccionado (hardware y software)	43
4.1.4	Dimensionamiento de trabajos	46
4.2	Ejecución de los trabajos relacionados al proyecto	48
4.2.1	Reemplazo de medidores electromecánicos	50
4.2.2	Instalación de nuevos medidores	51
4.2.3	Instalación de Bloque de Bornes	51
4.2.4	Cableado y Marcado	53
4.2.5	Resane de tableros	54
4.2.6	Maniobras de seguridad	56
CAPÍTULO V		
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....		58
5.1	Análisis y diagnóstico energético de la subestación principal	58
5.2	Evaluación del ahorro de energía proyectado	59
5.3	Evaluación del beneficio económico esperado	59
5.4	Evaluación del costo de implementación y retorno de inversión	60
5.5	Evaluación de la mejora de la calidad de energía	60
5.5.1	Cumplimiento de las normas	60
5.5.2	Registros de las formas de onda	61
5.5.3	Detección de interrupciones del servicio eléctrico	61
5.5.4	Detección fuera de los límites	61
5.5.5	Indicadores del rendimiento	61
5.5.6	Medición de la distorsión de armónicas	61

5.5.7	Detección de Sag/Swell	61
5.5.8	Captación de transitorios	62
5.5.9	Medición de componentes simétricos	62
5.5.10	Medición del tiempo productivo utilizando NUEVES	62
5.6	Listado de buenas prácticas, orientadas al uso eficiente de la energía	62
5.6.1	Motores	62
5.6.2	Bombas	63
5.6.3	Compresores	63
5.6.4	Iluminación	64
5.6.5	Sistema eléctrico	64
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
	ANEXO A Cuadro comparativo de medidores de energía.....	69
	ANEXO B Datasheet de analizador de redes ION 8650.....	72
	BIBLIOGRAFÍA	75

INTRODUCCIÓN

El proyecto desarrollado en el presente informe surge a raíz de un uso ineficiente y la mala calidad de energía en la subestación principal de la unidad minera de Toquepala, lo que afectaba la productividad de la misma.

Los problemas presentados fueron: Paradas innecesarias en la producción, uso inapropiado de la energía, errores de facturación, sobrecostos por equipos sobredimensionados, operación de equipos fuera de los rangos de tolerancia, picos en cargas no críticas, etc.

En este documento se detalla la modernización del sistema de medición de la subestación principal de Mill-Site, el cual consistió entre otros aspectos, en el cambio de los medidores electromecánicos por unos medidores electrónicos de la marca Schneider Electric, modelo ION8650, los cuales SPCC viene homologando para todas sus instalaciones eléctricas desde el año 2010.

El sistema de medición de las celdas de media tensión de 13.8 kV de la subestación Mill-Site eran controladas por medidores electromecánicos. Estos equipos fueron instalados conjuntamente con las celdas y el equipamiento electromecánico original de la subestación en los años 70s.

Durante este proceso de modernización, se instalaron un total de 17 medidores de energía; y fue gracias a la integración de estos dispositivos de medición que se obtuvo: precisión, multifuncionalidad, capacidad de almacenamiento e integración a un sistema de telemedición o Scada; logrando de esta manera demostrar un uso eficiente y una mejora en la calidad de la energía.

El inicio del proceso de modernización del sistema de medición de SPCC se llevó a cabo en la subestación principal de Mill-Site; y fue gracias a los resultados obtenidos, que meses después, se tomó la decisión de ampliar dicha modernización a todas las demás subestaciones principales de la unidad minera.

Dado que las subestaciones tienen una importancia estratégica para toda empresa que posee centros de transformación y distribución de energía eléctrica, la interrupción de la misma, exige una respuesta inmediata, dirigida, planificada y organizada.

- Dirigida, logrando una eficiente administración de los recursos.
- Planificada, de manera que se logre restablecer el servicio en el menor tiempo posible.
- Organizada, de forma tal, que se cuente con los recursos humanos y materiales

adecuados.

El presente informe ilustra de manera simple el proceso a seguir frente a una subestación “antigua”, para mejorar en dos temas críticos, como son: el uso eficiente de la energía y la mejora de su calidad.

Para dicho fin se redactó el siguiente informe, el cual consta de cinco capítulos:

- El Capítulo I “Planteamiento de ingeniería del problema”.- En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema. Se describe el problema para luego establecer el objetivo del trabajo, hacer una evaluación del problema y precisar los alcances del informe.

- El Capítulo II “Marco Situacional del Caso de Estudio”.- En este capítulo se exponen lo correspondiente al caso de estudio. Está organizado en tres secciones principales:

- o Características principales del sistema eléctrico.- En donde se describe brevemente el panorama del sistema eléctrico en el que se encuentra la subestación Mill-Site.

- o Subestación principal MILL-SITE.- Donde se presenta la información técnica de la subestación Mill-Site.

- o Diagnóstico energético.- Realizado a la subestación antes del inicio de la modernización.

- Capítulo III “Marco Teórico Conceptual”.- En este capítulo se sientan las bases teóricas relacionados con el proyecto de modernización. Se desarrolla lo siguiente: Calidad de energía eléctrica, calidad de producto, calidad de suministro, precisión de medida de la energía y especificaciones técnicas de los equipos.

- Capítulo IV “Metodología para la Solución del Problema”.- Este capítulo se organiza en dos secciones principales. Por un lado el planteamiento de la solución y por otro la ejecución de los trabajos relacionados al proyecto.

Capítulo V “Análisis y Presentación de Resultados”.- En donde se desarrollan seis ítems principales: Análisis y evaluaciones del ahorro de energía proyectado del beneficio económico esperado, del costo de implementación y retorno de inversión, de la mejora de calidad de energía, listado de buenas prácticas orientadas al uso eficiente de la energía, previo análisis y diagnóstico energético de la subestación principal.

Para la realización del informe es necesario resaltar y reconocer el apoyo brindado por la empresa SPCC; y de forma particular al personal de Sistemas de Potencia, quiénes están comprometidos en el mantenimiento, operación, supervisión y control de la calidad de energía en las subestaciones principales de la empresa en mención.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema. Se describirá el problema para luego establecer el objetivo del trabajo, hacer una evaluación del problema y precisar los alcances del informe.

1.1 Descripción del problema

Uso ineficiente y mala calidad de energía en la subestación principal de la unidad minera de Toquepala que afectaban la productividad de la misma.

Los problemas se resumen en:

- Paradas innecesarias en la producción.
- Uso inapropiado de la energía.
- Errores de facturación.
- Sobrecostos por equipos sobredimensionados.
- Operación de equipos fuera de los rangos de tolerancia.
- Picos en cargas no críticas, etc.

Nota: Productividad es la relación entre la cantidad de productos obtenida por un sistema productivo y los recursos utilizados para obtener dicha producción.

1.2 Objetivos del trabajo

Ejecutar medidas correctivas que aseguren el uso eficiente y la mejora de la calidad de energía en la subestación principal de una unidad minera.

- Lograr el uso eficiente de la energía eléctrica en la subestación Mill-Site.
- Mejorar la calidad de la energía en la subestación.
- Cumplir con la legislación vigente.

1.3 Evaluación del problema

El caso de estudio es la subestación Mill-Site que en el año 2011 presentaba una serie de problemas.

En la subestación de Mill-Site se tenían medidores electromecánicos instalados en las celdas correspondientes a las barras I y II de 13.8 kV; y en el caso de las celdas de la barra III de 13.8 kV no se tenía ningún medidor instalado y se utilizaba la lectura de los relés de protección de cada celda.

En si no se contaba con un sistema de medición confiable, eficiente y moderna. Por este motivo que se evaluó la posibilidad de implementar nuevos medidores de energía en

las celdas de media tensión de 13.8 kV de la subestación Mill-Site.

El consumo anual de la subestación Mill-Site, representa el 27.41% del consumo total de la compañía minera SPCC (Tabla 1.1 y Figura 3.1) [1]; fue por esta razón que se evaluó la posibilidad de reemplazar los medidores electromecánicos existentes en las barras I y II de 13.8 kV por medidores de energía digitales y así mismo, se contempló la instalación de 3 medidores nuevos en la barra III de 13.8 kV.

Tabla 1.1 Consumo de energía anual por áreas-Año 2012 (Fuente: Referencia [1])

CONSUMO POR AREAS	Año	
	kWh x 1,000	%
Cuajone	597,680.92	36.38%
Toquepala (Subestación Mill-Site)	450,265.20	27.41%
Lixiviación	193,532.79	11.78%
Fundición, Patios, P.Nuevo	298,727.10	18.19%
Refinería	76,704.86	4.67%
Pérdidas	25,644.57	1.56%
Aux.de Hidros	124.76	0.01%
TOTAL	1,642,680.18	100.00%

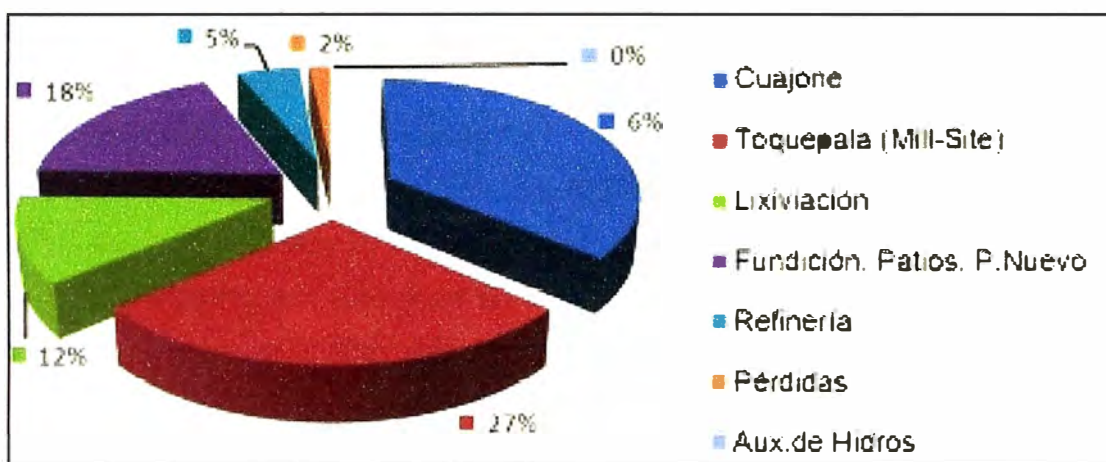


Figura 1.1 Consumo de energía anual por áreas de SPCC-Año 2012 (Ref. [1]).

Al finalizar el informe se explica de manera extensa el impacto causado por este cambio realizado en una de las subestaciones principales de la unidad minera. Pues es así, que se dio inicio a la modernización del sistema de medición en la empresa SPCC.

En resumen los medidores digitales brindan una serie de beneficios, funciones y ventajas; acorde a las disposiciones legales vigentes y a los cambios tecnológicos desarrollados en los últimos años.

1.4 Alcance del trabajo

En el presente informe se explica el proceso de modernización del sistema de medición de la subestación principal de una unidad minera.

Se muestra que dicha modernización beneficia a la empresa en el uso eficiente de la energía, a la mejora de la calidad de la misma y a cumplir la legislación vigente.

a. Lograr el uso eficiente de la energía eléctrica en la subestación

En el desarrollo del presente informe se realizaron diagnósticos energéticos de la subestación Mill-Site, mediante los cuales se logra analizar el consumo de energía en dicha subestación. Dando los siguientes resultados, los cuales se detallan en el desarrollo del informe:

1º Diagnóstico Puntual: “Antes de la modernización”.

Es el primer diagnóstico energético que se realiza a la subestación Mill-Site y que se resumen en:

- La subestación no contaba con un sistema de medición preciso y confiable.
- No se tenía un uso apropiado de la energía eléctrica.
- La subestación tenía serios problemas de paradas innecesarias en la producción.
- El consumo de energía eléctrica presentaba variaciones a lo largo del año registrando un valor promedio de 38,190,016 kWh en todo el año 2011.

2º Diagnóstico complementario: “Durante la modernización”

Es el segundo diagnóstico energético que se realiza a la subestación Mill-Site se realizó después de concluir con la instalación de los medidores ION, dicho diagnóstico se resume en lo siguiente:

- Se detecta malos hábitos de consumo de energía, usados en la operación diaria.
- Se plantea una lista de buenos hábitos de consumo de energía, para su implementación inmediata en la subestación.

3º Diagnóstico Continuo: “Después de la modernización”

Este diagnóstico se realizó una vez concluido el proceso de modernización del sistema de medición, incluyéndose la instalación y puesta en servicio del software ION Enterprise. Gracias a este software se puede realizar diagnósticos energéticos en tiempo real y de forma continua. Producto de dichos análisis realizados se señala lo siguiente:

- Con la modernización del sistema de medición, se demuestra un ahorro en el consumo de la energía eléctrica, lo cual se plasma en: un beneficio económico de 80,149.95 US\$/año y en un retorno de la inversión de 28 meses.
- Por lo tanto se logra demostrar un uso eficiente de la energía eléctrica en la subestación Mill-Site.

b. Mejorar la calidad de la energía en la subestación

El cambio de medidores electromecánicos a medidores electrónicos permitió obtener medición de la calidad de energía en tiempo real; para su posterior análisis, monitoreo y evaluación de oportunidades de mejora. La información y registros obtenidos de los

medidores ION, en cuanto a calidad de energía son:

- Verificación del cumplimiento de las normas.
- Registros de las formas de onda.
- Detección de interrupciones del servicio eléctrico.
- Detección fuera de los límites.
- Indicadores del rendimiento.
- Medición de la distorsión de armónicas.
- Detección de Sag/Swell.
- Captación de transitorios.
- Medición de componentes simétricos.
- Medición del tiempo productivo utilizando NUEVES.

Ésta información resultó de suma importancia para mejorar la calidad de la energía en la subestación Mill-Site; partiendo de una básica deducción: “Lo que no se puede medir, no se puede controlar ni mejorar”.

Por lo mencionado se logró demostrar una mejora en la calidad de la energía en la subestación.

c. Cumplir con la legislación vigente

Según a lo que se refiere a continuación.

c.1 Norma Metrológica Peruana NMP 014-2012 Equipos de Medida de la Energía Eléctrica (c.a.) Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Equipos de medida.

“A.2 Esta Norma Metrológica Peruana es una adopción de la norma 62052-11:2003-02. La presente Norma Metrológica Peruana presenta cambios editoriales referidos principalmente a terminología empleada propia del idioma español, y ha sido estructurada de acuerdo a las Guías Peruanas GP 001:1995 y GP 002:1995”

- El medidor ION 8650 cumple a cabalidad las normas internacionales: IEC62052-11 y ANSI C12.1.

c.2 Decreto Supremo N° 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

“5.0.2 De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individuales se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuo, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina “Períodos de Medición.”

- Los medidores ION cumplen con el lapso mínimo de medición requerido por la Norma

Técnica de Calidad de los Servicios Eléctrico.

c.3 RD No. 014-2005-EM/DGE Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

“1.4.1 Cada Integrante del Sistema contará necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones; así como, estará obligado a cumplir las disposiciones del Coordinador y contará con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir automáticamente información de su Sistema, coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador. Los distribuidores y clientes libres con una demanda total menor o igual a 30 MW y titulares de generación con centrales cuya suma total de potencias efectivas sea menor o igual a 10 MW no están obligados a contar con un Centro de Control, pero deben contar durante las 24 horas del día con un supervisor responsable de la operación de sus instalaciones.”

- SPCC está obligado a contar con un centro de control de información adecuado, tanto porque es titular de sistema de transmisión como por su calidad de cliente libre. Por lo tanto, gracias a la implementación de los medidores ION se tiene la plataforma necesaria para el envío de información de las mediciones en tiempo real (potencia activa, potencia reactiva, energía activa, energía reactiva, etc.).

“2.1.3 Los titulares de distribución y clientes libres presentarán al Coordinador, en la forma y plazos que éste establezca, la siguiente información, con copia a la DOCOES:

- a) La configuración de las subestaciones y redes;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
- c) Límites de carga de cada componente de sus instalaciones;
- d) Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo y reconexión automática de carga;
- e) La programación del mantenimiento de equipos e instalaciones;
- f) Los pronósticos de demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
- g) Los registros históricos de mediciones de consumo de potencia activa y reactiva de usuarios finales; así como las proyecciones de demanda que el Coordinador requiera en subestaciones con niveles de 60 kV o menos, en valores promedio para períodos de media hora o menos;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.”

- Gracias a la implementación de los medidores digitales SPCC cuenta con registros

históricos de sus mediciones de consumo de potencia activa y reactiva en periodos de media hora o menos (15 minutos).

1.5 Síntesis del trabajo

El trabajo contempla el reemplazo de 14 medidores de energía electromecánicos por unos digitales en la barra I y II de 13.8 kV. Así como la instalación de 03 medidores de energía nuevos en la barra 03 de 13.8 kV.

En la Tabla 1.2 se observan los medidores que se evaluaron necesitaban ser reemplazados en la subestación Mill-Site.

Tabla 1.2 Lista de medidores a reemplazar de la subestación (Fuente: Elab. propia).

Ítem	Barra	Celda	Tensión (kV)	MEDIDOR			
				Marca	Modelo	Serie	Cantidad
1	Barra 01	Circuito 1	13.8	GE	DSM-43	30774934	1
2	Barra 01	Circuito 2	13.8	GE	DSM-43	30779799	1
3	Barra 01	Circuito 5	13.8	GE	DSM-43	30779974	1
4	Barra 01	Circuito 6	13.8	GE	DSM-43	30780338	1
5	Barra 01	Circuito 9	13.8	GE	DSM-43	30768745	1
6	Barra 01	Circuito 10	13.8	GE	DSM-43	30787319	1
7	Barra 01	Circuito 14	13.8	GE	DSM-63	30821047	1
8	Barra 02	Circuito 3	13.8	GE	DSM-43	30778009	1
9	Barra 02	Circuito 4	13.8	GE	DSM-43	30779793	1
10	Barra 02	Circuito 7	13.8	GE	DSM-43	30778006	1
11	Barra 02	Circuito 8	13.8	GE	DSM-43	30779100	1
12	Barra 02	Circuito 11	13.8	GE	DSM-43	30778012	1
13	Barra 02	Circuito 12	13.8	GE	DSM-43	30779798	1
14	Barra 02	Circuito 19	13.8	GE	DSM-63	30899759	1

Para llevar a cabo la modernización del sistema de medición en esta subestación, se evaluó diversos tipos de marcas y modelos de medidores, optándose finalmente por el medidor de la marca Schneider Electric modelo ION 8650.

En resumen se plantea la instalación un total de 17 medidores de energía, reemplazando de esta manera a los antiguos medidores electromecánicos de la marca General Electric modelo DSM-43 y DSM-63.

CAPÍTULO II MARCO SITUACIONAL DEL CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se exponen lo correspondiente al caso de estudio. Está organizado en tres secciones principales:

- Características principales del sistema eléctrico.- En donde se describe brevemente el panorama del sistema eléctrico en el que se encuentra la subestación Mill-Site.
- Subestación principal Mill-Site.- Donde se presenta la información técnica de la subestación Mill-Site.
- Diagnóstico energético.- realizado a la subestación antes del inicio de la modernización.

2.1 Características principales del sistema eléctrico

SPCC es la más grande compañía minera del Perú y una de las diez principales empresas cupríferas del mundo. La empresa opera en el Perú desde hace más de 50 años y se ha convertido en el productor integrado de cobre más grande del Perú. (Ranking Minero 2011-2012). La empresa es fiscalizada por el Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía y Minería (OSINERGMIN) y es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema- COES [2].

El sistema eléctrico en estudio cuenta con unidades de generación, subestaciones y líneas de transmisión. La superintendencia de Sistemas de Potencia está encargada de supervisar, controlar y monitorear las líneas de transmisión y subestaciones de SPCC.

La empresa cuenta con 241 Km de líneas de transmisión de 138 kV, 8 subestaciones eléctricas principales en 138/13.8kV y 138/69 kV, al 2013.

Las subestaciones principales que posee la empresa están ubicadas en las áreas de Ilo, Toquepala y Cuajone: Ilo 1, Fundición, Refinería, Botiflaca, Mill-Site, Lixiviación, Quebrada Honda, Push Back. En la Tabla 2.1 se muestra los datos de máxima demanda, factor de carga y energía consumida de la empresa en los últimos años.

Tabla 2.1 Datos Generales SPCC – Años 2011, 2012 y 2013 (hasta agosto) [2].

Año	Máxima Demanda (MW)	Factor de Carga (%)	Energía consumida (MWh)
2011	205.83	89.01	1666.23
2012	210.1	90.19	1617.04
2013	212.6	92.8	1110.00*

El consumo de energía de SPCC representa el 4% del consumo total del país. En la Tabla 2.2 se observa el consumo promedio de energía diario (día analizado 31 de

diciembre del año 2012, mensual y anual, por áreas de la empresa.

Tabla 2.2 Reporte diario del consumo de energía (kWh)- 2012

	Área	Un día	Un mes	Un año
	Desde:	30 Dic. @ 07:00 hrs.	01 Dic. @ 07:00 hrs.	01 Ene. @ 07:00 hrs.
	al:	31 Dic. @ 07:00 hrs.	31 Dic. @ 07:00 hrs.	31 Dic. @ 07:00 hrs.
	Refinería	253,022	7,531,584	76,339,477
Ilo	Fundición	843,634	25,169,135	292,244,350
	Camp + puerto + coq	12,828	510,412	5,760,676
	Mina	183,162	4,839,526	57,726,698
	Concentradora	961,630	28,255,499	344,268,210
Toquepala	Lixiviación	514,674	15,508,457	193,275,875
	Depósitos lixiviales	28,847	681,726	7,373,540
	Otros	106,728	3,550,476	39,641,559
	Mina	149,420	4,110,504	50,393,393
Cuajone	Concentradora + aux.	1,419,780	42,168,577	503,857,897
	Lixiviación - Cuajone	3,023	155,460	2,220,452
	Otros	21,410	736,176	37,248,802
Consumo total de energía		4,498,160	133,217,531	1,610,350,928
Máxima demanda (MW)		197.79	202.06	209.62
Factor de carga		0.97	0.93	0.96
Energía suministrada por ENERSUR		4,587,551	134,706,750	1,604,095,394

La Figura 2.1 muestra la variación mensual del consumo de energía en SPCC desde el año 2011 hasta agosto del presente año.

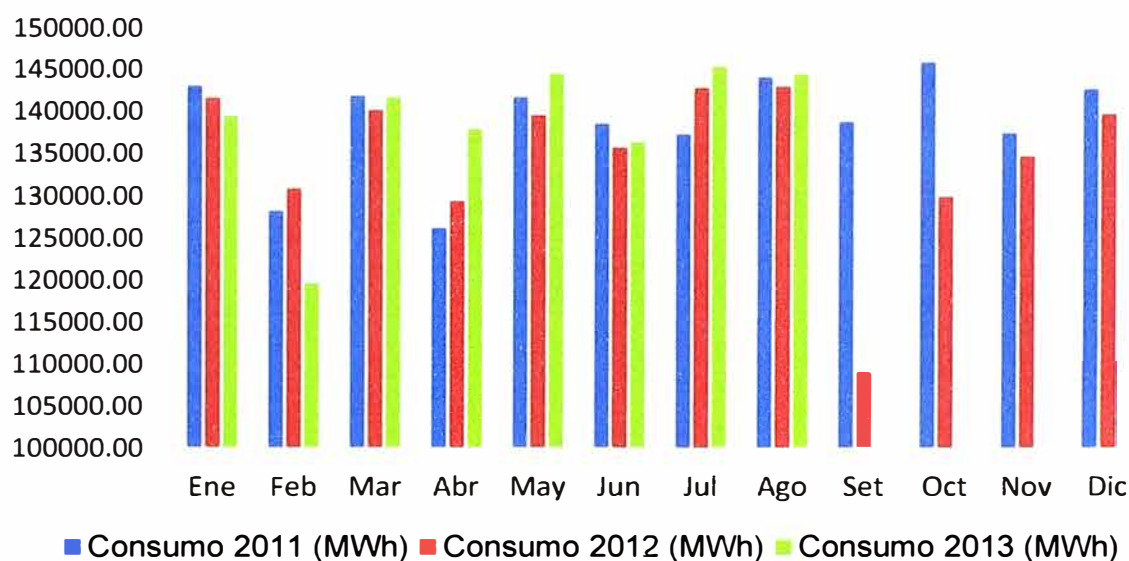


Figura 2.1 Variación mensual del consumo de energía en SPCC [2]

En la Figura 2.2 se muestra el diagrama simplificado del sistema eléctrico actual y en la Figura 2.3 el correspondiente al 2015 de SPCC.

LINEAS DE TRANSMISION

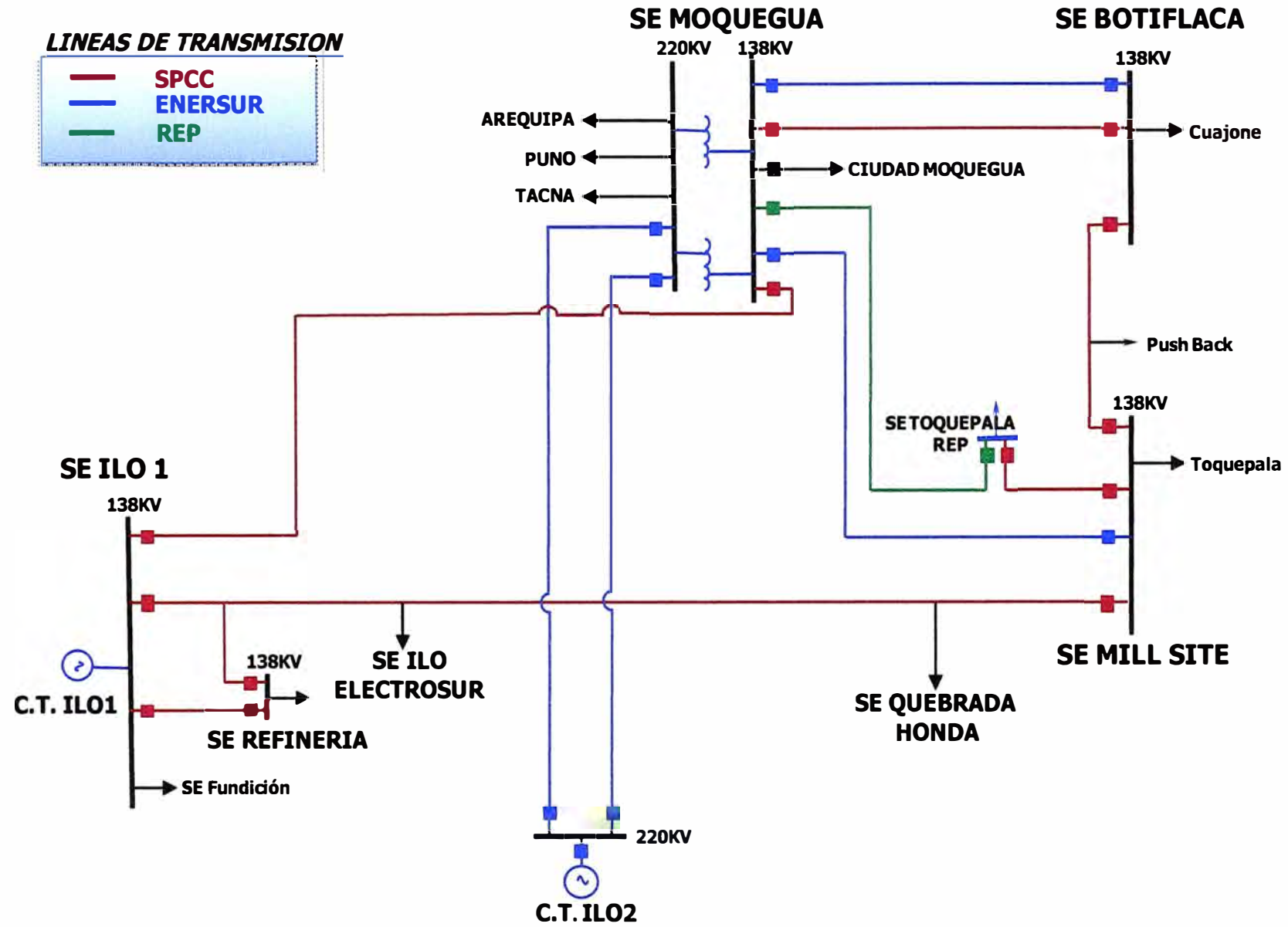


Figura 2.2 Diagrama simplificado del sistema eléctrico actual (Fuente: Elaboración propia).

LINEAS DE TRANSMISION

—	SPCC
—	ENERSUR
—	REP
—	NUEVOS PROYECTOS

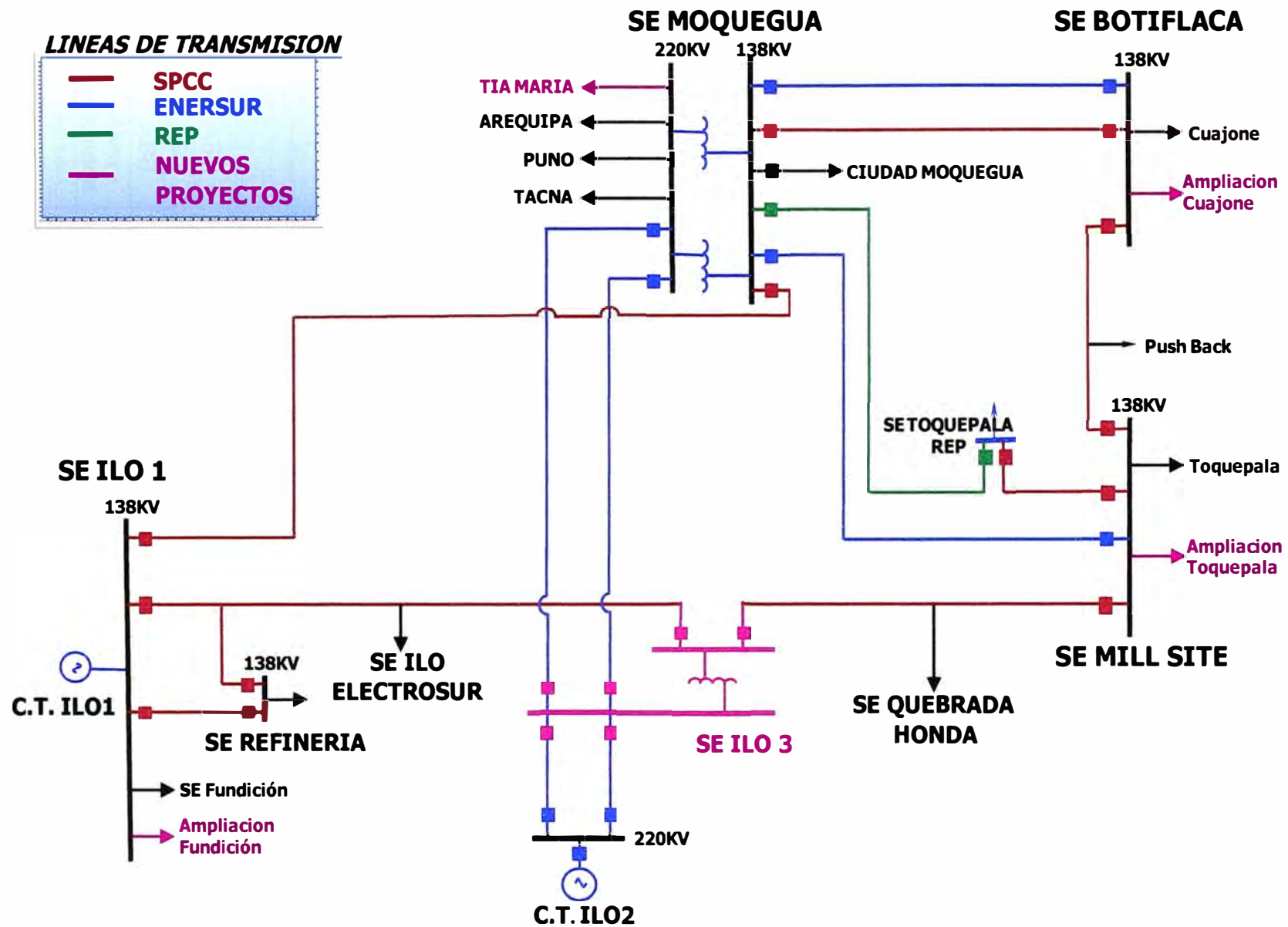


Figura 2.3 Diagrama simplificado del sistema eléctrico al 2015 (Fuente: Elaboración propia).

Para el año 2015 SPCC tiene proyectado la ejecución de importantes proyectos como:

- Proyecto Tía María.
- Ampliación de la fundición.
- Ampliación de Concentradora Cuajone.
- Ampliación de Concentradora Toquepala.
- Subestación Ilo 3.

Dato relevante que es que EnerSur se constituyó el 20 de setiembre de 1996, bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. (EnerSur S.A. a partir de agosto de 2007) con el fin de adquirir los activos de generación de electricidad de la minera SPCC (C.T. Ilo1 de 260.9 MW a diciembre de 2012), a cambio de proveerle electricidad por un plazo no menor a 20 años desde abril de 1997. Así, EnerSur se convirtió en el proveedor exclusivo de electricidad de SPCC, y éste, en su principal cliente.

Al cierre del ejercicio del año 2012 SPCC representó el 42.4% del total facturado por Enersur, con quien mantiene un contrato hasta abril del 2017.

2.2 Subestación principal MILL-SITE

En esta sección se desarrollan los aspectos generales y el resumen de datos técnicos de la subestación Mill-Site.

2.2.1 Aspectos generales

Esta subestación fue construida en 1958 por la compañía constructora UTAH. La subestación tiene un edificio de control donde se centralizan los paneles de control, servicios auxiliares, protecciones, alarmas, medición, equipos de telecontrol y sistema de telecomunicaciones. En Tabla 2.3 se muestran los datos de los transformadores instalados en dicha subestación [3].

Tabla 2.3 Transformadores de la subestación de Mill-Site (Fuente: Referencia [3])

Equipo	Marca	N° Serie	Potencia referencia (MVA)	Tensión Nominal		Altura (msnm)	Tipo de refrigeración
				P	S		
				kV	kV		
TT-1	ABB	3715416	33	138	13.8	3475	ONAN/ONAF
TT-2	ABB	290030-01	33	138	13.8	3475	ONAN/ONAF
TT-3P	ABB	701057-01	33	138	13.8	3475	ONAN/ONAF
T - 3	Asea - Sweden	3715-420	8	13.80	13.8	3475	ONAN
T - 4	Asea - Sweden	6123-259	3.75	13.80	11.0	3475	ONAN
T - 5	Asea - Sweden	3715-421	2	13.80	11.0	3475	ONAN

La subestación se localiza en el campamento minero de Toquepala, distrito de

Ilabaya, provincia de Jorge Basadre, departamento de Tacna (ver Figura 2.4) la ubicación geográfica de la Mina Toquepala).

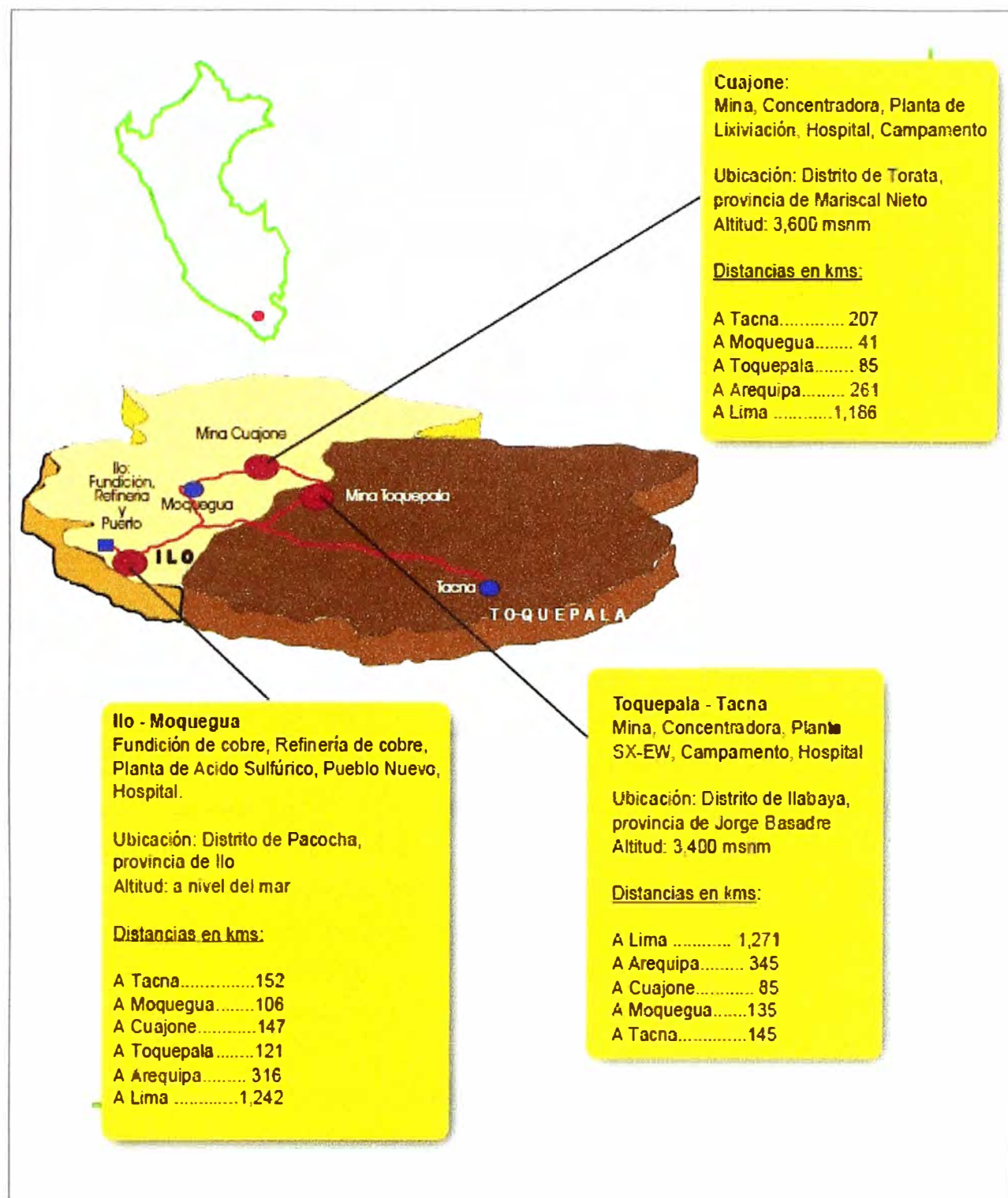


Figura 2.4 Ubicación geográfica - Mina Toquepala (Fuente referencia: [3]).

La subestación Mill-Site tiene una configuración de simple barra en 138 kV. Posee tres transformadores trifásicos con niveles de tensión de 138/13,8 kV. Su capacidad instalada es de 113 MVA. En la Figura 2.5 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la subestación Mill-Site.

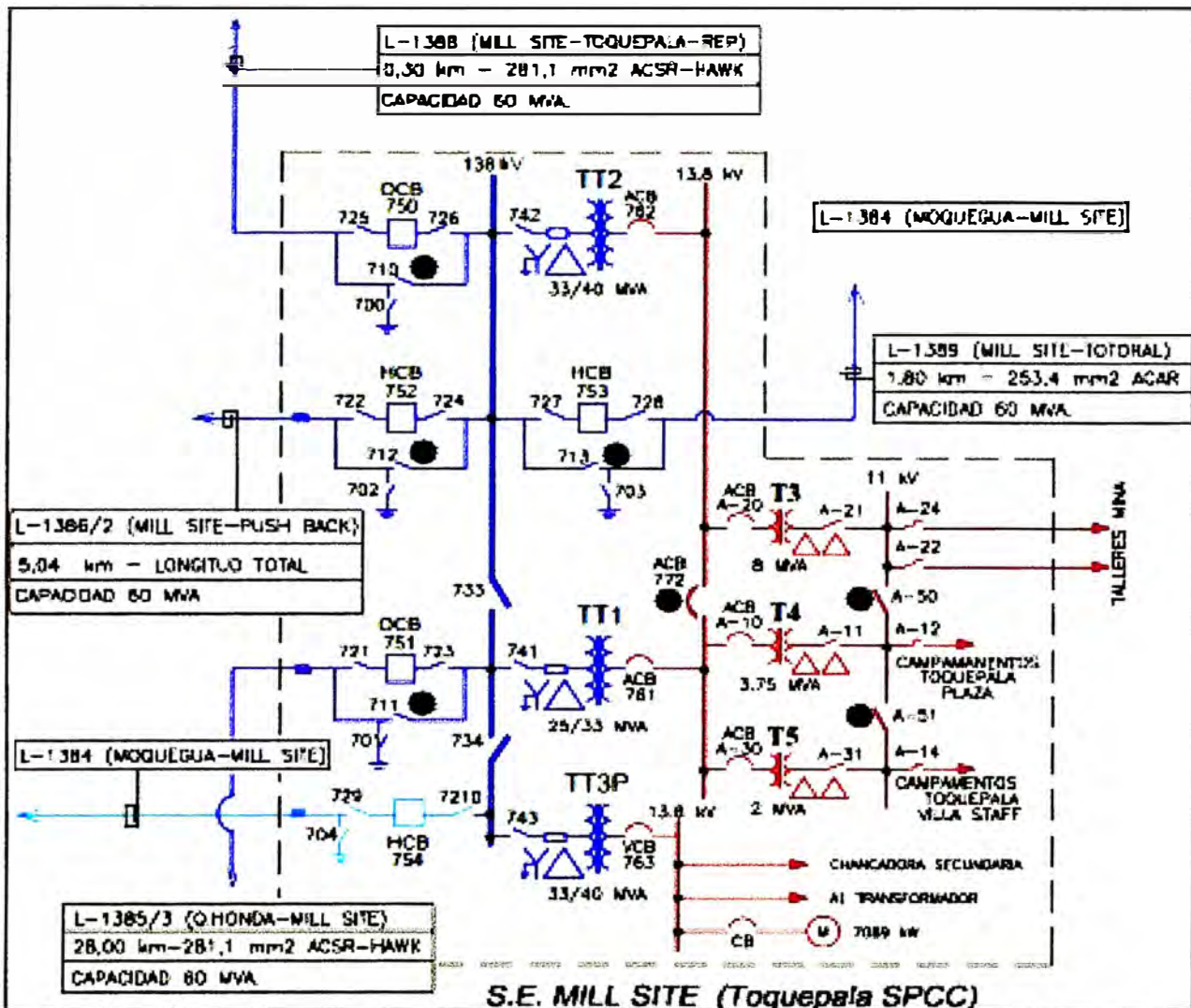


Figura 2.5 Diagrama Unifilar Simplificado de la Subestación Mill-Site (Fuente: Ref. [3])

2.2.2 Resumen y datos técnicos

Se organiza en los siguientes ítems:

a. Capacidad instalada de transformación.

- Potencia :113 MVA
- Tensión Nominal :138/13,8 kV
- Grupo de conexión :Ynd1
- Regulación :Sin carga, 5 posiciones (taps)
- Refrigeración :Onan (aceite natural/aire natural), Onaf (aceite natural/aire forzado)

b. Equipamiento.

- 01 transformador trifásico de 138/13,8 kV, 25/33 MVA.
- 02 transformador trifásico de 138/13,8 kV, 33/40 MVA.
- 05 celdas de línea de 138 kV (Botiflaca, Moquegua, llo1, Lixiviación e interconexión OCB 750).
- 03 celdas de transformadores de 138 kV.

- 01 barra de 138 kV.
- 03 barras de 13.8 kV.

c. Servicios auxiliares en corriente alterna.

- Tensión : 230/115 V, 480 V

d. Servicios auxiliares en corriente continua.

- Tensión : 125 Vcc

e. Sistemas de control.

- Interruptores: Tienen control desde panel local y panel mímico. Además, los interruptores OCB 750, OCB 751, HCB 752 y HCB 753 tienen control desde la consola SCADA en Ilo1 y el HCB 754 tiene control desde la consola SCADA en Ilo2.
- Seccionadores de barra: Tiene control desde panel local y panel mímico. Además el seccionador DS 7210 tiene control desde la consola SCADA en Ilo2.
- Seccionadores de línea: Tiene control desde panel local y panel mímico.
- Seccionadores de puesta a tierra: Tiene control desde panel local.

2.3 Diagnóstico energético

Con la finalidad de analizar los logros del presente informe, es necesario mostrar los resultados obtenidos del diagnóstico energético de línea base realizada en la subestación Mill-Site en enero del año 2012.

El diagnóstico energético captura y describe el estado del sistema energético en el momento de su desarrollo. Es importante anotar que existen servicios con características dinámicas que pueden producir variaciones en el diagnóstico, dependiendo del momento de su elaboración. Lo importante es que el diagnóstico establezca una línea base contra la cual se deberán evaluar los efectos e impactos de las mejoras implementadas.

El establecimiento de la línea de base permite evaluar el impacto de las recomendaciones asociadas con buenas prácticas de mínima inversión y mejoras tecnológicas con grado de inversión orientadas a reducir costos de operación y mejorar la calidad del servicio.

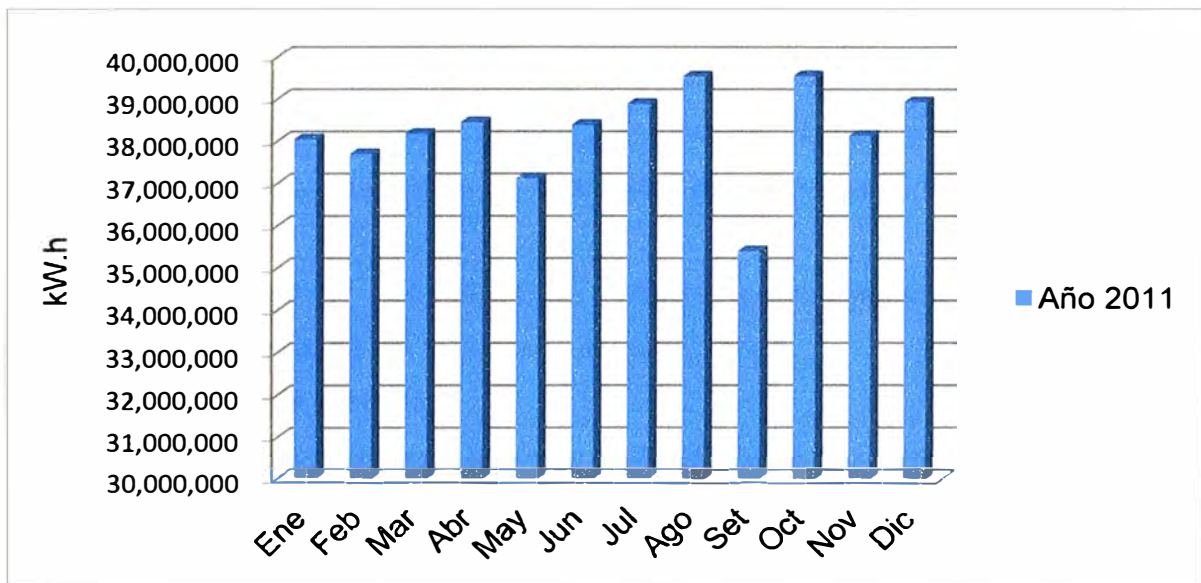
La línea base deberá estar expresada en forma cuantitativa y ser consistente con la situación real del sistema energético a efectos de comparación en un período determinado. Esto resulta de particular importancia para análisis relacionados con protocolos de medición y verificación, en proyectos de uso eficiente de la energía.

Por lo tanto, en la Tabla 2.4 se muestra los valores del consumo de energía obtenidos con los medidores electromecánicos durante el año 2011 y en la Figura 2.6 se muestra la variación del consumo de energía a lo largo de los meses del mismo año.

Estas variaciones se deben a diversos factores, en particular a las condiciones del proceso, aspectos de control y operación de los equipos.

Tabla 2.4 Consumo de energía en el año 2011 (kWh).

Meses	Año 2011
Enero	38,049,224
Febrero	37,693,791
Marzo	38,174,411
Abril	38,446,722
Mayo	37,115,636
Junio	38,385,579
Julio	38,882,174
Agosto	39,532,380
Septiembre	35,399,147
Octubre	39,545,202
Noviembre	38,127,827
Diciembre	38,928,098

**Figura 2.6** Variación del consumo de energía a lo largo de los meses-Año 2011.

El consumo de energía eléctrica presenta variaciones a lo largo del año registrando un valor promedio de 38, 190,016 kWh en el año 2011.

Los trabajos de modernización del sistema de medición se iniciaron a mediados del mes de enero del año 2012, concluyendo los mismos a fines del mes de febrero.

CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

En este capítulo se desarrolla los siguientes ítems: Calidad de energía eléctrica, calidad del producto, calidad del suministro, precisión de medida de la energía, especificaciones técnicas de los equipos, conceptos y acrónimos.

Para ello se consultaron las siguientes normas:

- Decreto Supremo N° 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- Resolución OSINERGMIN N° 616-2008-OS-CD Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE Norma técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Resolución Directoral N° 014-2005-DGE Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.

3.1 Calidad de energía eléctrica

Esta sección está organizada en cuatro partes: Aspectos generales, generación de corrientes armónicas, fugas de corriente en la red de tierra, variaciones de la tensión o voltaje [4].

3.1.1 Aspectos generales

El término “Calidad de energía” se usa para referirse al estándar de calidad que debe tener el suministro de corriente alterna en las instalaciones eléctricas, en términos de:

- Tensión o voltaje constante
- Forma de onda sinusoidal (armónicos)
- Frecuencia constante.

Las desviaciones respecto a los estándares de calidad ocasionan problemas en los equipos eléctricos.

a. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Actualmente en el Perú se cuenta con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobada en Octubre de 1997, en la que se establecen las disposiciones que fijan los estándares mínimos de calidad que garanticen a los usuarios

un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. La Norma también establece que los usuarios finales de la energía eléctrica están obligados a cumplir ciertos requerimientos mínimos que aseguren un buen empleo de la energía eléctrica y que no ocasionen perturbaciones en las redes eléctricas.

b. Causa de las perturbaciones

La causa de las perturbaciones en las redes eléctricas se debe principalmente al auge de la electrónica de potencia que en los últimos años han permitido un uso más eficiente de la energía eléctrica y aumentos considerables en la productividad de los procesos industriales pero, por otra parte, han provocado una situación problemática, a veces grave, donde las corrientes armónicas generadas por los propios equipos electrónicos distorsionan la onda de corriente sinusoidal original y perturban la operación de estos mismos equipos, provocando además, calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipos del sistema eléctrico.

El problema no sólo puede sufrirlo el propio usuario propietario de equipos generadores de armónicas, sino que a través de las líneas de distribución y de transmisión puede propagarlo a otros usuarios de la red eléctrica.

c. Parámetros de calidad de producto

Los parámetros de calidad de producto son definidos por la Norma Técnica de Calidad. Estos son: tensión, frecuencia y perturbaciones.

Investigaciones llevadas a cabo en estos últimos años, acerca del correcto desempeño de las instalaciones eléctricas, han permitido establecer este nuevo concepto. Cualquier desviación de estos estándares de calidad que ocasione problemas en los equipos eléctricos instalados, recibe el nombre de Mala Calidad de Energía.

d. Origen de la mala calidad de energía

La mala calidad puede tener dos orígenes: El primero, en la acometida de la red eléctrica que alimenta la instalación, por deficiencias del suministro. El segundo, en la propia instalación.

Los equipos electrónicos modernos (computadoras, variadores de frecuencia, UPS balastos electrónicos) presentan un comportamiento de carga no lineal a diferencia de otros equipos que presentan carga lineal (iluminación, calefactores eléctricos, motores). Normalmente la energía que requieren los equipos de carga lineal es de 60 Hz, de frecuencia y 220 voltios.

Sin embargo los equipos electrónicos requieren de una energía de más eficiencia llamada "switch mode" o Modo de interrupción, que funciona a manera de pulsaciones que no tienen forma de onda de voltaje sinusoidal. Estos modernos equipos necesitan de un dispositivo electrónico que convierte la corriente alterna en corriente directa.

Aproximadamente el 50% de la energía eléctrica pasa por este dispositivo antes de ser finalmente aprovechada. No obstante, estos dispositivos tienen efectos secundarios que son los que ocasionan la mala calidad de energía.

Los problemas que genera la mala calidad de energía son los siguientes:

- Generación de corrientes armónicas.
- Fugas de corrientes en la red de tierra.
- Variaciones de voltaje.

Estos fenómenos técnicos ocurren principalmente por dos razones:

- La instalación de equipo electrónico en un ambiente determinado sin haber hecho las modificaciones necesarias en la instalación eléctrica, de tal manera que no hay un equilibrio entre el consumo de energía y la instalación que soporta este consumo.
- La construcción de edificaciones sin el conocimiento de la carga eléctrica que se requerirá para las necesidades de consumo de energía de los equipos que serán instalados.

3.1.2 Generación de corrientes armónicas

Un armónico es una frecuencia entera o múltiplo de números enteros de frecuencias fundamentales.

Cuando las ondas armónicas se combinan con las ondas sinusoidales fundamentales, forman una onda distorsionada, repetitiva, no sinusoidal. Los equipos de consumo no lineal, como televisores o computadoras, generan corrientes armónicas que pueden ocasionar problemas de distorsión y esto se refleja en [4]:

- Operación errática del equipo computarizado.
- Sobre calentamiento de equipo y conductores.
- Falla prematura de equipos.
- Disparo de interruptores.
- Mayor consumo de energía eléctrica.
- Sobrecarga y cortocircuito de los bancos de condensadores.
- Sobrecarga en transformadores de distribución y UPS sin causa aparente.

La manera de prevenir o solucionar estos problemas es:

- Manteniendo baja la impedancia eléctrica.
- Preparando el circuito para que sea capaz de asimilar el contenido de corrientes armónicas que el equipo instalado va a generar.
- Balanceando correctamente las cargas en los conductores / fases (3) del suministro.

3.1.3 Fugas de corriente en la red de tierra

Algunos equipos electrónicos filtran la corriente alterna porque tienen un consumo no lineal. El voltaje filtrado aparece como corrientes en el sistema de tierra que tienen

frecuencias muy altas (hasta 100 kHz) y que no están sincronizadas con la fundamental de 60 Hz. Estas corrientes que provienen de diferentes equipos se combinan en su desplazamiento hacia tierra [4].

El resultado de esto son las fugas que se encuentran en los principales puntos de tierra. Originalmente la conexión a tierra tenía un propósito de seguridad, proteger al hombre de recibir una descarga eléctrica. Hoy en día la inclusión de equipo electrónico hace que la conexión a tierra tenga que estar preparada para recibir estas corrientes adicionales. El mal funcionamiento de la conexión a tierra puede ocasionar lo siguiente:

- Shocks eléctricos
- Interferencias con los equipos.

La manera de prevenir o solucionar estos problemas es:

- Manteniendo bajas las impedancias en la ruta a tierra
- Disponiendo un plano del sistema de tierra detallado de tal manera que establezca claramente el origen, el destino de los cables y si estos pueden ser desconectados.

3.1.4 Variaciones de la tensión o voltaje

La regulación de voltaje es una de las características relevantes de la calidad de la red eléctrica. La causa principal para definir las variaciones de voltaje, con respecto al valor nominal, se relaciona con garantizar el funcionamiento de equipos en rangos específicamente determinados [4].

Los equipos que son más afectados por una mala regulación del voltaje son las luminarias (que disminuyen su vida útil cuando el voltaje crece) y los motores eléctricos (que aumentan sus pérdidas y arrancan con dificultad cuando el voltaje es bajo).

Las variaciones típicas de voltaje son las siguientes:

- Pico de alto voltaje.
- Caídas de voltaje.
- Parpadeo de voltaje.

Estas distorsiones ocasionan el mal funcionamiento del equipo electrónico. La exposición recurrente a estos problemas definitivamente les reduce el tiempo de vida útil.

La manera de prevenir o solucionar estos problemas es mediante:

- Circuitos dedicados para equipo electrónico especial con sus correspondientes instalaciones de respaldo, como por ejemplo UPS.
- Un sistema de conexión a tierra con un buen diseño y mantenimiento
- Instalación de eliminaciones de sobretensión para protección de áreas

3.2 Calidad de producto

Esta sección tocará las variables involucradas: tensión, frecuencia, perturbaciones, pero preliminarmente se hará una breve introducción a ellas [5].

3.2.1 Aspectos generales

La calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la calidad de producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control".

De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de usos múltiples o individuales, se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la calidad de producto.

El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuo, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina "Períodos de Medición".

En cada período de medición, los valores instantáneos de los parámetros de la calidad de producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición". En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los "Intervalos de Medición" son de un (1) minuto.

Si en un intervalo de medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro esta fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad.

En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada intervalo de medición separadamente.

Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

Cuando se detecten deficiencias en la calidad del producto, en una etapa, y éstas persistan en una posterior, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y potencias contratadas o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad correspondientes a cada etapa.

Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si éste fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y que a través de un nuevo período de medición se haya comprobado que la calidad de producto satisface los estándares fijados por la NTCSE.

3.2.2 Tensión

Esta sección está organizada en tres partes principales: Indicador de calidad, tolerancias, y finalmente control [5].

a. Indicador de Calidad

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador esta expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto (expresada en %):

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\%; \quad (3.1)$$

b. Tolerancias

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el ± 5.0 % de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el ± 7.5 %.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5 %) del período de medición.

c. Control

El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

La energía entregada a los clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el

cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

3.2.3 Frecuencia

Esta sección está organizada en tres partes principales: Indicador de Calidad, Tolerancias, y finalmente Control [5].

a. Indicador de Calidad

El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema (expresada en %):

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea $f(t)$, según se muestra en las ecuaciones 3.3 (VSF expresada en Hz) y la 3.4 (IVDF expresada en ciclos):

$$VSF = \sqrt{\frac{1}{1\text{min}} \int_0^{1\text{min}} f^2(t) dt} - f_N \quad (3.3)$$

$$IVDF = r + \int_0^{24\text{Hrs}} [f(t) - f_N] dt \quad (3.4)$$

Donde:

- r: Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la ecuación 3.4, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

b. Tolerancias

Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión son [5]:

- Variaciones Sostenidas ($\Delta f_k'$) (%): ± 0.6 %.
- Variaciones Súbitas (VSF'): ± 1.0 Hz.
- Variaciones Diarias (IVDF'): ± 600 Ciclos.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso:

- Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1 %) del Período de Medición.
- Si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las

tolerancias.

- Si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

c. Control

El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la autoridad.

Durante todo el período de medición, el coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, están obligados a realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema y/o de aquellas de sus partes que podrían operar temporalmente de manera separada, y de entregar esta información a la Autoridad y a los integrantes del sistema. El Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia [5].

La energía entregada a los clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

3.2.4 Perturbaciones

Esta sección está organizada en tres partes principales: Indicador de Calidad, Tolerancias, y finalmente Control.

La autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se controla el Flicker y las Tensiones Armónicas. El Flicker y las Armónicas se miden en el voltaje de Puntos de Acoplamiento Común (PAC) del sistema, de puntos indicados explícitamente en la NTCSE o de otros que especifique la autoridad en su oportunidad [5].

a. Indicador de Calidad

Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

- Flicker: El Índice de Severidad por Flicker de corta duración (P_{st}) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- Armónicas: Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores (P_{st} , V_i , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

b. Tolerancias

- Flicker.- El índice de severidad por Flicker (P_{st}) no debe superar la unidad ($P_{st} < 1$) en

Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $P_{st}'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

- Tensiones Armónicas.- Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') indicados en la siguiente Tabla 3.1. Se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2) y la cuarenta (40), ambas inclusive.

Tabla 3.1 Tolerancia V_i' y THD' (Fuente: Referencia [5])

Orden (n) de la armónica ó THD	Tolerancia	
	$ V_i' $	o $ THD' $
	(% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60 kV
(Armónicas Impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 12.5/n$
(Armónicas Impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	8

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) está definido como:

$$THD = \left[\sqrt{\sum_{i=2...40} \left(\frac{V_i^2}{V_N^2} \right)} \right] \cdot 100\% \quad (3.5)$$

Donde:

- V_i .- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para $i=2...40$) expresada en Voltios.
- V_N .- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

c. Control

El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- En uno (1) por cada cincuenta (50) los puntos de entrega a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente; ver Tabla 3.2

Tabla 3.2 Número de Puntos de Medición

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 clientes	18	18
Con 100,001 a 500,000 clientes	9	9
Con 10,001 a 100,000 clientes	5	5
Con 501 a 10,000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

La energía entregada a los clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de diez (10) minutos.

Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo, se efectúan mediciones de monitoreo de flicker y distorsiones armónicas (THD), considerando armónicas de por lo menos hasta del orden 15, de manera simultánea con las mediciones de voltaje en puntos de entrega en baja tensión; por lo que los medidores

de voltaje para baja tensión deben estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

3.3 Calidad de suministro

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración [6].

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

No se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad.

Se analiza en tres partes: Indicador de Calidad, Tolerancias y Control

3.3.1 Indicador de Calidad

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a. Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un Período de Control de un semestre: $N = \text{Número de Interrupciones}$; (expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50 %) [6].

b. Duración Total Ponderada de Interrupciones por cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un Período de Control de un semestre

$$D = \sum K_i d_i \quad (3.6)$$

(Expresada en: horas), donde:

- d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

- K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- o Interrupciones, programadas por expansión o reforzamiento : $K_i = 0.25$
- o Interrupciones programadas por mantenimiento : $K_i = 0.50$
- o Otras : $K_i = 1.00$

El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

- $K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada.
- $K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada.

3.3.2 Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son [6]:

a. Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 6 Interrupciones/semestre

b. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 7 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

3.3.3 Control

Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada cliente. La determinación del Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por cliente se lleva a cabo [6]:

- Para todos los puntos de suministro a clientes en muy alta y alta tensión;
- Para todos los puntos de suministro a clientes en media tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados;

- Para todos los puntos de suministro a clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso, el control se lleva a cabo por fase.

Las interrupciones que ocurren en un ramal o sección de línea en media o baja tensión son registradas del siguiente modo:

- Si la interrupción fue producida por el suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión;
- Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio:
 - o El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un cliente perjudicado con la interrupción.
 - o El momento en que el suministrador tome conocimiento del hecho.
 - o El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado. De las tres alternativas, la que determina el inicio de la interrupción primero en el tiempo.

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquélla en la que se restableció el suministro de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y a compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

3.4 Precisión de medida de la energía

La energía facturada al cliente no debe incluir errores de medida que excedan a los límites de precisión establecidos para los sistemas de medición de energía eléctrica en la Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 496-2006-MEM/DM [7].

3.4.1 Indicador de Calidad

El Indicador a través del cual se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el número de suministros en los que se haya verificado deficiencias en el sistema de medición, conforme a lo establecido en la Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica” [7].

Las deficiencias consideradas son:

- La prueba de marcha en vacío no cumple con lo establecido en la mencionada Norma DGE de contraste.
- Si de una o más de las pruebas, realizadas al sistema de medición, resulta un error positivo y mayor que el error admisible correspondiente establecido en la referida Norma DGE de Contraste.

El indicador denominado Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición, S_d (%), está definido como; (expresado en: %):

$$S_d (\%) = (N_d / N_c) \cdot 100\% \quad (3.7)$$

Donde:

- N_d : Es el número de suministros en los que se ha verificado deficiencias en el sistema de medición; y,
- N_c : Es el número total de suministros cuyo sistema de medición ha sido contrastado.

3.4.2 Tolerancias

Se considera que la Precisión de Medida de la Energía Facturada por un Suministrador es aceptable, si el Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición, S_d (%), es inferior al cinco por ciento (5 %) [7].

3.4.3. Control

El control es semestral y se lleva a cabo a través de programas mensuales de inspección con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobada por la Autoridad [7].

El número de suministros (N_c) en los cuales se contrastará el sistema de medición corresponderá a una muestra estadística aleatoria dividida en estratos representativos del universo de suministros que atiende el Suministrador en función a:

Opciones tarifarias.

- Marca de contadores de energía.
- Antigüedad de los contadores de energía.

La muestra semestral debe comprender como mínimo el uno por ciento (1 %) del universo de suministros que atiende el Suministrador; en el proceso de selección aleatoria de la muestra estratificada no se considerarán los suministros que conformaron las muestras correspondientes a los diez (10) anteriores periodos de control semestral.

Esta muestra se contabiliza a cuenta del lote de sistemas de medición que debe contrastar el Suministrador conforme a lo establecido en el Procedimiento de Fiscalización de OSINERGMIN aprobado mediante Resolución N° 005-2004-OS/CD, o del que lo sustituya.

Esta muestra semestral es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un diez por ciento (10%), a fin de asegurar la representatividad sobre los respectivos estratos.

3.5 Especificaciones técnicas de los equipos

Estos se enfocan en el control de calidad del producto [8].

3.5.1 Requisitos Mínimos

Se desarrollan a continuación

a. Almacenamiento de la información

Los equipos registradores deben permitir el almacenamiento de la información en

memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie [8].

b. Interfaces de comunicación

Los registradores deberán disponer de interfaces de comunicación para la computadora, que permita mediante software de trabajo inherente al equipo, obtener el/los archivo/s de la medición en formato del propio equipo y posterior exportación a formato ASCII [8].

c. Transformadores o transductores de tensión o de corriente

Cuando sea necesario el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, éstos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que la precisión de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de Precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial [8].

d. Certificación de ensayos

El equipo debe contar con la certificación de los siguientes ensayos tipo realizados por laboratorios trazables según normas IEC [8]:

- Ensayos de aislamiento.
- Ensayos de Compatibilidad electromagnética
- Ensayos climáticos.
- Ensayos mecánicos.
- Ensayo de Clase de Precisión.

Para el caso del ensayo de clase de precisión, OSINERGMIN podrá requerir un ensayo adicional de otro laboratorio en caso lo considere necesario.

e. Ensayos climáticos tipo

Los ensayos climáticos tipo, deben comprobar que el equipo de medición y registro puede funcionar bajo las siguientes condiciones ambientales [8]:

- Rango de temperatura de operación:
 - o 0 °C a + 55 °C, para la costa y selva.
 - o 20 °C a + 45 °C, para la sierra.
- Rango de humedad de operación:
 - o 45 a 98 %
- Rango de presiones barométricas:
 - o 0,76 a 1,08 Bar, para la costa y selva.
 - o 0,45 a 0,76 Bar, para la sierra.

En caso no exista un laboratorio trazable según normas IEC en el país, excepcionalmente se podrá aceptar pruebas de operación de laboratorios nacionales previa coordinación.

f. Reloj-calendario

El equipo debe tener la facultad de operar con un reloj-calendario interno de precisión no menor a 10 PPM.

g. Control de la tensión

La variable medida es el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) de la tensión en cada una de las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor que la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente. Además, debe registrar las interrupciones que se originen durante la medición con una resolución mínima de un segundo.

h. Control de la frecuencia

El equipo debe contar con un reloj interno síncrono controlado por satélite, tal que la precisión de la hora solar tomada como referencia, sea del orden hasta de los 10^{-7} segundos.

i. Control del flicker y tensiones armónicas

Deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-1000-4-15 o la que la actualice para el caso del flicker y la norma IEC 1000-4-7 o la que la actualice para el caso de tensiones armónicas.

El equipo debe medir el flicker en cada fase y las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40 inclusive.

3.5.2 Procedimiento de aprobación

Es el siguiente [8]:

- El proveedor presentará al OSINERGMIN una solicitud de aprobación de especificaciones técnicas declarando en la misma el cumplimiento de cada uno de los requisitos mínimos establecidos, acompañando copia del respectivo manual, de los certificados de ensayos tipo y el software de trabajo inherente al equipo.
- El OSINERGMIN efectuará pruebas de operación del equipo, para ello el proveedor pondrá a disposición un equipo para someterlo a una prueba de funcionamiento de por lo menos dos períodos de medición. Las pruebas de operación tienen por objetivo verificar el correcto del funcionamiento ante interrupciones y períodos de operación medias (2 semanas) así como la idoneidad de los valores registrados. El proveedor deberá subsanar las observaciones planteadas.

- La aprobación de OSINERGMIN se da por modelo y marca del equipo. En caso se cambie el código del modelo o de la marca obligatoriamente se debe solicitar la respectiva actualización de la aprobación. Del mismo modo cualquier modelo de equipo que resulte de una actualización o mejora de otro modelo previamente aprobado, necesariamente debe someterse a un nuevo proceso de aprobación.
- Para la aprobación del equipo, el proveedor debe ceder a título gratuito el software de trabajo inherente al equipo, entregando la respectiva licencia de uso y manual de usuario, acompañados de una carta mediante la cual el proveedor se comprometa a mantenerlos actualizados.

3.5.3 Adquisición de equipos registradores

El Suministrador antes de adquirir algún modelo de registrador, debe asegurarse que el proveedor del equipo cuente con la resolución de aprobación de especificaciones técnicas por parte del OSINERGMIN, debiendo exigir copia de la misma.

En el SIRVAN (Sistema de Recepción y Validación para la aplicación de NTCSE) se publica la relación de equipos aprobados. Sin embargo, este hecho no lo exime de la obligación de requerir la resolución de aprobación del equipo durante el proceso de compra.

3.6 Diagnóstico energético

El diagnóstico energético tiene por objetivo principal identificar oportunidades de uso eficiente de la energía y establecer una línea base contra la cual se deberán evaluar los beneficios obtenidos, como resultado de la implementación de las mejoras y recomendaciones asociadas con las oportunidades identificadas. Existen diagnósticos de diferente profundidad que están en función del tamaño de la unidad minera evaluada y a la disponibilidad de recursos para su ejecución [3].

El análisis y diagnóstico energético de línea base captura y describe el estado del sistema energético en el momento de su desarrollo. Es importante anotar que existen servicios con características dinámicas que pueden producir variaciones en el diagnóstico dependiendo del momento de su elaboración.

Lo importante es que el diagnóstico establezca una línea base contra la cual se deberán evaluar los efectos e impactos de posibles mejoras a proponer e implementar.

El establecimiento de la línea de base permite evaluar el impacto de las recomendaciones asociadas con buenas prácticas de mínima inversión y mejoras tecnológicas con grado de inversión orientadas a reducir costos de operación y mejorar la calidad del servicio. La línea base deberá estar expresada en forma cuantitativa y ser consistente con la situación real del sistema energético a efectos de comparación en un período determinado. Esto resulta de particular importancia para análisis relacionados

con protocolos de medición y verificación en proyectos de uso eficiente de la energía que son financiados a través de mecanismos de contrato por desempeño.

El consumo de energía varía a lo largo de los meses, tal como se mostró en la Figura 2.6 (sección 2.3). Estas variaciones se deben a diversos factores, en particular a las condiciones del proceso, aspectos de control y operación de los equipos. A continuación, se explica las etapas necesarias para realizar un análisis y diagnóstico energético.

- Etapa N° 1: Recopilación de información preliminar.- Se recopila información general, identificando las áreas físicas y el personal involucrado en el tema energético.

- Etapa N° 2: Revisión de la factura eléctrica.- Se revisa la información acerca de la factura por consumo de energía y máxima demanda.

- Etapa N° 3: Recorrido de las instalaciones.- Se procede a recorrer las instalaciones identificando las etapas del proceso de producción a fin de establecer centros de costo de consumo de energía.

- Etapa N° 4: Campaña de mediciones.- Se establecen los puntos de medición y los instrumentos requeridos que deberán ser instalados así como los parámetros y los periodos de medición necesarios.

- Etapa N° 5: Evaluación de registros.- Se descarga la información proveniente de los instrumentos instalados y se valida la data registrada para proceder al análisis de datos y cálculos preliminares.

- Etapa N° 6: Identificación de oportunidades de mejoras.- Se analizan los flujos de energía al interior del sistema y se identifican oportunidades para el uso eficiente de la energía a través de buenas prácticas y/o reemplazo de equipos.

- Etapa N° 7: Evaluación técnico-económica de las mejoras planteadas.- Se evalúan los aspectos técnicos y económicos de las oportunidades identificadas para establecer cuantitativamente el ahorro de la energía y el beneficio económico anual esperado.

- Etapa N° 8: Costo de implementación y retorno de la inversión.- Se evalúa el costo de la implementación asociado con la mejora planteada a fin de determinar el retorno de la inversión.

- Etapa N° 9: Informe consolidado.- Se procede a elaborar el informe detallado del diagnóstico energético, destacando la determinación de una línea base de operación del sistema energético y el resumen de oportunidades de mejoras detectadas.

- Etapa N° 10: Esquemas de financiamiento e implementación de las mejoras.- Se procede a evaluar con el personal los aspectos relacionados con la implementación de las recomendaciones, así como posibles esquemas financieros de riesgo compartido.

3.7 Conceptos y acrónimos

En esta sección se presentan los aspectos conceptuales y acrónimos relacionados

con el caso de estudio [9].

3.7.1 Definición de conceptos

Está organizado en dos partes: Sistema eléctrico, y Sistema de comunicaciones

a. Sistema eléctrico

- **Uso Eficiente de La Energía (UEE):** Es la utilización de los energéticos en las diferentes actividades económicas y de servicios, mediante el empleo de equipos y tecnologías con mayores rendimientos energéticos y buenas prácticas y hábitos de consumo.
- **Usuarios en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT):** Son usuarios en media tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV (kV = kilovolt) y menor a 30 kV. Son usuarios en baja tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.
- **Horas de Punta (HP):** Se entenderá por horas de punta (HP), el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.
- **Horas Fuera de Punta (HFP):** Se entenderá por horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).
- **Potencia Contratada:** Es la potencia máxima acordada entre el suministrador y el cliente en el punto de entrega del sistema eléctrico.
- **Barra de Referencia de Generación (BRG):** Es la Subestación más próxima al Punto de Suministro, de la relación de Subestaciones Base cuyos Precios en Barra son publicados por OSINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al Usuario.
- **Punto de Suministro:** Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.
- **Suministrador:** Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN.
- **Usuarios:** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.
- **Usuarios Libres:** Usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
- **Usuarios Regulados:** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
- **Barra:** Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
- **Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

- **Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.
- **Sistema Interconectado:** Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.
- **Sistema Principal de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- **Sistema Secundario de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.
- **Potencia Activa (kW):** Significa la potencia requerida para efectuar trabajo a la velocidad de un kilojoule por segundo. Es la unidad de medida de la potencia eléctrica activa.
- **Energía Activa (kWh):** Significa kilowatt hora. Es una unidad de medida de la energía eléctrica activa.
- **Potencia Reactiva (kVAR):** Los componentes inductivos usan la energía que reciben en crear campos magnéticos que reciben y la devuelven al circuito, de manera que no se toma energía efectiva de la fuente. Unidades: Sistema Internacional: Volt- Ampere Reactivo (VAR).
- **Energía Reactiva (kVARh):** Significa kilovar hora. Es una unidad de medida de la energía eléctrica reactiva.
- **Factor de Potencia:** El factor de potencia (FP) o $\cos \varphi$ se define como la razón de la potencia activa a la potencia aparente. Es decir: $FP = \text{Potencia Activa} / \text{Potencia Aparente}$
- **Factor de Carga:** El factor de carga es la relación entre la demanda media y la máxima demanda: $\text{Factor de carga} = \text{Demanda media} / \text{Máxima demanda}$. La demanda media es la relación entre el consumo de energía y el total de horas del periodo de facturación. Cabe mencionar cada día representa 24 horas, independientemente de que algunas instalaciones no trabajan 24 horas.
- **Demanda Máxima Mensual:** Se entenderá por demanda máxima mensual, al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes.
- **Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta:** Se entenderá por demanda máxima

mensual en horas de punta, al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de punta a lo largo del mes.

- Demanda Máxima Mensual en Horas Fuera de Punta: Se entenderá por demanda máxima mensual fuera de punta, al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo fuera de punta a lo largo del mes.

b. Sistema de comunicaciones

- OPC: Es un estándar de comunicación en el campo del control y supervisión de procesos industriales, basado en una tecnología Microsoft, que ofrece una interfaz común para comunicación que permite que componentes de software individuales interactúen y compartan datos. La comunicación OPC se realiza a través de una arquitectura cliente-servidor. El servidor OPC es la fuente de datos (como un dispositivo hardware a nivel de planta) y cualquier aplicación basada en OPC puede acceder a dicho servidor para leer/escribir cualquier variable que ofrezca el servidor. Es una solución abierta y flexible al clásico problema de los drivers propietarios.

- Router: También conocido como enrutador, ruteador o encaminador de paquetes; es un dispositivo que proporciona conectividad a nivel de redes. Su función principal consiste en enviar o encaminar paquetes de datos de una red a otra, es decir, interconectar subredes, entendiendo por subred un conjunto de máquinas IP que se pueden comunicar sin la intervención de un enrutador y por lo tanto tienen prefijos de red distintos.

- Conmutador o switch: Es un dispositivo digital lógico de interconexión de redes de computadoras. Se utilizan cuando se desea conectar múltiples redes, fusionándolas en una sola. Al igual que los puentes, dado que funcionan como un filtro en la red, mejoran el rendimiento y la seguridad de las redes de área local.

- Dirección IP: Es una etiqueta numérica que identifica, de manera lógica y jerárquica, a una interfaz de un dispositivo (habitualmente una computadora) dentro de una red que utilice el protocolo IP (Internet Protocol).

3.7.2 Acrónimos

Se destacan los siguientes

- NTCSE Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- RLCE Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- CUEE Comité de uso eficiente de la energía.
- PUEE Programa de uso eficiente de la energía.
- COFIDE Corporación financiera de desarrollo S.A.
- CONAM Consejo Nacional del Ambiente.
- SNI Sociedad Nacional de Industrias.
- PRODUCE Ministerio de la Producción.

- MTC Ministerio de Transportes y Comunicaciones.
- LCE Ley de Concesiones Eléctricas.
- COES Comité de Operación Económica del Sistema.
- DEP Dirección Ejecutiva de Proyectos del MEM.
- DGE Dirección General de Electricidad del MEM.
- INEI Instituto Nacional de Estadística e Informática.
- MEM Ministerio de Energía y Minas.
- OLADE Organización Latinoamericana de Energía.
- OSINERGMIN Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería.
- SEIN Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SENAMHI Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología.
- CENERGIA Centro de Conservación de la Energía y el Ambiente
- BRG Barra de referencial de generación.
- TCP Protocolo de Control de Transmisión.
- IP Protocolo de Internet.
- SIRVAN Sistema de Recepción y Validación para la aplicación de NTCSE.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Este capítulo se organiza en dos secciones principales. Por un lado el planteamiento de la solución y por otro la ejecución de los trabajos relacionados al proyecto.

4.1 Planteamiento de la solución

En esta sección se hace un diagnóstico complementario, se evalúan las alternativas técnicas, se describe al medidor seleccionado, y se dimensionan los trabajos.

4.1.1 Diagnóstico complementario

Además de los problemas y deficiencias, ya antes mencionados (Capítulo I y II), que padecía la subestación Mill-Site, se debe recalcar que, a raíz de este proyecto, se logró identificar por circuitos usos inadecuados de la energía en la subestación principal, que a continuación se detallan:

a. Motores

- Se mantienen encendidos algunos motores operando en vacío en las áreas productivas.
- Se arrancan varios motores al mismo tiempo ocasionando elevados picos de demanda.
- Se intercambian motores en el proceso productivo ocasionando que algunos resulten operando con bajo factor de carga, en condiciones distintas a las nominales.
- Se reparan motores sin llevar un registro apropiado, lo cual contribuye a incrementar la incertidumbre acerca de las pérdidas en eficiencia que la unidad tiene acumulada.

b. Bombas

- Se operan las bombas en condiciones de caudal y altura de presión distintas a las establecidas por el diseño original del sistema.
- Se operan las bombas en forma estrangulada para condiciones de carga parcial.
- Se operan bombas en serie y paralelo para atender cargas parciales.
- Se utiliza una sola bomba de gran capacidad para atender todo el proceso.
- Se intercambia las bombas en diferentes partes de la planta sin considerar las características del proceso.
- Se incrementa la presión de las bombas en lugar de reducir fugas en las tuberías o válvulas.

c. Compresores

- Se utiliza el aire comprimido para fines no productivos (limpieza, aire fresco, etc.)

- Se eleva la presión de operación del compresor en lugar de reparar múltiples fugas en la línea de distribución.
- Se operan los compresores en forma desordenada en lugar de instalar un tanque pulmón.
- Se ubica la admisión de aire al compresor cerca de fuentes de calor.
- Se utiliza compresores para aplicaciones que requieren poca presión.
- Se utiliza el compresor en forma continua aun cuando el proceso no lo requiere.

d. Iluminación

- Se mantienen encendidas las lámparas durante horas de descanso del personal o periodos no productivos (Ejemplo: hora de almuerzo).
- Se mantienen encendidas las lámparas en las zonas de almacenes sin personal en el interior.
- Se encienden todas las lámparas de varias áreas con un solo interruptor.
- Se colocan las lámparas fluorescentes a gran altura, donde la iluminación no es efectiva.
- Se encienden todas las lámparas para efectuar tareas de mantenimiento o limpieza en horarios no productivos.
- Se sobre ilumina innecesariamente algunas áreas.
- No se retiran las lámparas quemadas de las luminarias, ocasionando un consumo innecesario de energía (reactor)
- No se retiran las lámparas defectuosas de las luminarias, ocasionando un consumo innecesario de energía (reactor y lámpara).

e. Sistema eléctrico

- No se modula la carga, se trabaja dentro de las horas punta (18:00 a 23:00 horas) cuando la actividad en cuestión, se puede correr fuera de estas horas.
- Falta de diagramas unifilares o no se actualizan.
- No se controla la máxima demanda en horas de punta o pico.
- Se tiene transformadores operando con baja carga o sobrecargados.
- Se mantienen equipos obsoletos que ocasionan gran consumo de energía.
- Se observa un crecimiento desordenado del sistema eléctrico de la planta como producto de la exigencia del proceso.
- Se utilizan conductores con muchos años de antigüedad que presentan recalentamiento, pérdidas de aislamiento y por ende fugas de corriente.
- No se controla la calidad de la energía en la planta.

4.1.2 Evaluación de alternativas

Después de haber realizado la evaluación técnica y económica se tomó la decisión de

cambiar los medidores electromecánicos por unos electrónicos (digitales), para lo cual se analizó diversas propuestas de diferentes marcas; dando como ganador final a la marca Schneider Electric, con el modelo ION 8650 superando a sus competidores en diversos aspectos. Para lograr esta decisión se siguió los siguientes pasos:

- En primer lugar se comparó las soluciones presentadas por las siguientes marcas: Schlumberger, Siemens, Transdata, Schneider Electric, SC.Columbus para lo cual se preparó un cuadro comparativo, ver Anexo A “Tabla A.1-Cuadro comparativo de medidores de energía”, resultando ganador la marca Schneider Electric.
- En segundo lugar se comparó entre modelos de medidores de energía de la marca Schneider Electric, con el fin de obtener el equipo idóneo para satisfacer las necesidades de la subestación Mill-Site. Por lo tanto se realizó la Tabla 4.1 “Cuadro comparativo de medidores de la marca Schneider Electric”.

El ION 8650 ofrece mediciones de alta precisión, historial de energía y demanda, análisis de tendencias, soporte de protocolos de comunicación y funciones de control opcionales.

El ION 8650 realiza amplios análisis de la calidad de energía y genera informes de compatibilidad que le permiten caracterizar de inmediato el tipo de alimentación. Los beneficios incluyen la captura de fluctuaciones en la red así como una mayor frecuencia de muestreo, información adicional de los armónicos y memoria adicional.

Los modelos considerados son el PM820, PM850, PM870, ION7550 y el ION8650.

Se evaluaron los valores RMS instantáneos, las energías, la calidad de energía, el registro de datos, las entradas/salidas, las comunicaciones

Tabla 4.1 Cuadro comparativo de medidores de la marca Schneider Electric

MODELOS DE MEDIDORES	PM820	PM850	PM870	ION7550	ION8650
Precisión en medida de energía (Clase)	0,5S	0,5S	0,5S	0,2S	0,2S
Valores RMS instantáneos					
Intensidad, tensión, frecuencia	X	X	X	X	X
Potencia activa y reactiva	X	X	X	X	X
Potencia aparente (Total / Fase)	X	X	X	X	X
Factor de potencia	X	X	X	X	X
Energías					
Activa y reactiva	X	X	X	X	X
Aparente	X	X	X	X	X
4 cuadrantes	X	X	X	X	X
Calidad de energía					
Distorsión armónica	X	X	X	X	X

Armónicos individuales	31	63	63	63	63
Detección de huecos de tensión			X	X	X
Detección de transitorios					X
Captura de forma de onda		X	X	X	X
Componentes simétricas		X	X		X
Evaluación EN 50160		X	X		X
Conformidad EN 61000-4-30 clase A 100%					X
Registro de datos					
Máx./mín. de valores instantáneos	X	X	X	X	X
Alarmas	X	X	X	X	X
Tendencias/previsiones		X	X	X	X
Memoria	80 Kb	800 Kb	800 Kb	5/10 Mb	5/10 Mb
Entradas/salidas					
Salidas de impulsos				X	X
Salidas digitales o analógicas	X	X	X	X	X
Entradas digitales o analógicas	X	X	X	X	X
Comunicaciones					
Puerto RS485	X	X	X	X	X
Puerto RS232				X	X
Puerto Ethernet	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Puerto infrarrojos				X	X
Módem interno				Opcional	Opcional

4.1.3 Descripción del medidor seleccionado (hardware y software)

Esta sección desarrolla lo relacionado al: Analizador de red avanzado serie ION 8650, y al software ION Enterprise [10].

a. Analizador de red avanzado serie ION 8650

Se utiliza para el monitoreo de redes eléctricas en sistemas de generación, transmisión y distribución. Los medidores ION son ideales para grandes y pequeñas centrales de generación de energía y en aplicaciones de cogeneración donde es necesario medir con precisión la energía de forma bidireccional, tanto en la etapa de generación como en modo de espera (Ver Datasheet en Anexo B).

Este medidor entrega herramientas para gestionar complejos contratos de suministro de energía que incluyen compromisos de calidad de la energía y permite la integración con nuestro software de gestión de energía ION Enterprise y otros sistemas SCADA a través de múltiples canales de comunicación y protocolos.

Existen tres modelos diferentes dependiendo de las necesidades del cliente, de acuerdo con las características y funciones deseadas:

- ION8650C para la medición de los ingresos.

- ION8650B para la medición de los ingresos y la vigilancia del cumplimiento de calidad de energía
- ION8650A para la medición de los ingresos y el análisis avanzado de calidad de energía
- Las aplicaciones incluyen:
 - o Medición en la transmisión y distribución.
 - o La vigilancia del cumplimiento de calidad de suministro.
 - o Notificación de problemas y diagnóstico
 - o Análisis de eficiencia, pérdidas y capacidad.
 - o Monitoreo de subestación y control.
 - o Gestión de la demanda.

Entre sus principales características se tiene a las siguientes:

- Precisión clase 0,2S (IEC 62053-22/23 clase 0,2 S y ANSI Clase 0.2).- Para redes eléctricas en media y alta tensión, este medidor entrega una precisión dos veces mayor que los estándares IEC y ANSI, en un solo rango de corriente.
- Calidad de la Energía.- Monitorea el cumplimiento de la calidad del suministro según normas internacionales (IEC 61000-4-30 Clase A/S, 50160, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, IEEE 1159, IEEE 519).
- Grabación digital de fallas.- Captura simultáneamente la forma de onda de los canales de voltaje y corriente, frente a la presencia de perturbaciones transientes.
- Protocolo de Comunicaciones.- Es un medidor multi-puertos y multi-protocolos, debido a que incluye puertos seriales, infrarrojos y Ethernet los que soportan múltiples protocolos estándar de la industria. Como por ejemplo: Itron MV-90, Modbus, Modbus maestro, DNP 3.0 y IEC 61850.
- Múltiples tarifas y tiempo de uso.- Para aplicación de tarifas, horarios estacionales y demanda de energía durante periodos de tiempo con requisitos de facturación específico.
- Múltiples puntos de ajuste de las funciones de alarma y control.- Se puede configurar un total de 65 ajustes, (1 segundo – ½ ciclo).
- Resumen de la Calidad de potencia.- Consolidación de todas las características de calidad de energía.
- Integración con software de control y gestión.- Se integran fácilmente con las operaciones del software ION Enterprise u otros sistemas de gestión de la energía; MV90, DNP, Modbus, IEC 61850.
- Compensación de pérdidas Transformador/línea.- Determina las pérdidas del sistema en tiempo real.
- Corrección de la precisión del transformador.- Ahorra dinero y mejora la precisión mediante la corrección de los transformadores menos precisos.

- Notificación de alarmas vía e-mail.- Cuando se genera una alarma de alta prioridad o evento de calidad de energía, los datos de los registros del medidor o notificación son enviados automáticamente vía e-mail.

b. Software ION Enterprise

El medidor ION8650 es utilizado en puntos clave de distribución y cargas sensitivas, ofrece una funcionalidad inigualable en la actualidad, incluye análisis avanzados de la calidad de energía aunados con la precisión de facturación, opciones múltiples de comunicación, compatibilidad con la web y capacidades de control.

Para la administración de energía, los medidores ION 8650 pueden integrarse con el software ION Enterprise (software propietario), o bien con otro software de administración de energía y sistemas SCADA a través de canales múltiples de comunicación y protocolos.

Para el caso de estudio se optó por adquirir el software propietario ION Enterprise; este software se basa en un sistema de supervisión y análisis de redes; el cual proporciona información precisa acerca de los flujos eléctricos a los usuarios más exigentes de las instalaciones. Integra funciones avanzadas para registrar y clasificar todos los eventos de la red eléctrica. Las pantallas de datos y los informes constituyen una forma de promover e impulsar el comportamiento hacia un uso eficaz de la energía, identificando patrones de uso y asignando costos.

Este sistema de supervisión proporciona información útil para:

- Reducción del consumo y la intensidad energética.
- Reducción de emisiones.
- Optimización de la factura eléctrica.
- Corrección del factor de potencia.
- Reducción y retraso de las reinversiones en equipos.
- Aumento del tiempo operativo de la instalación.
- Asignación de costes y facturación.

Así mismo, es necesario mencionar las funciones específicas de este sistema de supervisión:

- Adquisición e integración de datos.
- Alarmas y sucesos.
- Opciones de control mediante entradas y salidas analógicas y digitales.
- Supervisión y monitorización en tiempo real.
- Notificación de alarmas vía e-mail y envío de datos en formato XML.
- Análisis de tendencias.
- Análisis de calidad de energía.

- Cliente web remoto.
- Creación de diagramas personalizados.
- Generación de informes en Microsoft Excel.
- Registro de datos sobre SQL Server.
- Servidor OPC opcional.
- Integración de equipos de otros fabricantes con protocolo Modbus.

4.1.4 Dimensionamiento de trabajos

Esta sección desarrolla los aspectos técnicos, aspectos económicos, la proyección de suministros, de la ingeniería, montaje y adecuaciones y finalmente de la capacitación y entrenamiento.

a. Aspectos técnicos

Se planteó integrar la información proporcionada por los medidores de energía ION8650A de la marca Schneider Electric, a redes LAN de energía en cada área de operaciones, además que la información sea integrada a una computadora local "Work Station", y paralelamente los datos sean transmitidos vía Ethernet a un servidor central ubicado en Ilo, en el cual se integre toda la información proveniente de la subestación Mill-Site.

Se estableció que el servidor central en Ilo proporcione la información de tendencias, reportes de demandas y energía integrada que será visualizada a través de la intranet corporativa de SPCC.

Se estableció que la red LAN, por la capacidad profesional, responsabilidad de la adquisición, operación y mantenimiento del software como del hardware, sean administradas por el departamento de Tecnología de la Información (TI).

b. Aspectos económicos

A continuación se explica la inversión considerada para llevar a cabo la modernización del sistema de medición de la subestación principal. La Tabla 4.2 "Resumen de Costos para Modernización del Sistema de medición" y la Tabla 4.3. "Detalle de Costos Modernización del Sistema de medición". La inversión del proyecto se estimó ascendería a 188,851.54 US\$.

Tabla 4.2 Resumen de Costos para Modernización del Sistema de medición

	Modernización Sistema de Medición	Costo US\$
1	Suministros.	166,029.00
2	Ingeniería, montaje y adecuación.	20,822.54
3	Capacitación y entrenamiento.	2,000.00
	Total General	188,851.54

Tabla 4.3 Detalle de Costos Modernización del Sistema de medición.

	Cantidad	Costo unitario US\$	Costo US\$
Suministros			
Medidor ION8650A y accesorios	17	7562	128554
Router	2	1187	2374
Switcher, gabinete y accesorios	1	7417	7417
GPS	1	5580	5580
Software			
Windows 7 Enterprise	2	1210	2420
SQL enterprise	2	1147	2294
Sistema ION Enterprise			
Actualización de dispositivos de software	17	220	3740
Licencias cliente (nuevas)	10	600	6000
OPC Server	1	3150	3150
Servicio de configuración ION enterprise	1	4500	4500
		Sub-Total N°1	166029
Ingeniería Montaje y Adecuación			
Ingeniería, montaje y adecuación de circuitos.	1	20822.54	20822.54
- Retiro de Medidores Electromecánicos.			
- Instalación de Nuevos Medidores.			
- Instalación de Bloque de Bornes.			
- Cableado y Marcado.			
- Resane de Tableros.			
		Sub-Total N°2	20822.54
Capacitación y Entrenamiento			
Capacitación en mantenimiento y operación.	1	2000	2000
		Sub-Total N°3	2000

c. Suministros

Como se observa en la Tabla 4.3, además de la adquisición de los medidores de energía ION8650A, se consideró instalar un manejador de rutas de comunicación de Ethernet denominado "router" en Toquepala, para el enlace del sistema de cómputo con los medidores de la subestación Mill-Site.

También se consideró instalar un gabinete conteniendo un switch y accesorios en la subestación para integrar el enlace de todos los medidores de la subestación Mill-Site. Así mismo, la instalación de un GPS, el cual trabaja con el servidor central en Ilo y controla en forma centralizada el reloj interno de todos los medidores de energía.

d. Ingeniería, montaje y adecuaciones

Para esta etapa se proyecta realizar los siguientes trabajos en un lapso de 15 días

hábiles por un total de 5 técnicos, un ingeniero residente y un supervisor de SPCC.

En la siguiente sección se detalla cada uno de estos trabajos, que se resumen en.

- Reemplazo de Medidores Electromecánicos.
- Instalación de Nuevos Medidores.
- Instalación de Bloque de Bornes.
- Cableado y Marcado.
- Resane de Tableros.
- Maniobras de seguridad.

e. Capacitación y entrenamiento

Se plantea que la capacitación se realice in situ en las instalaciones de la SPCC, oficinas del área de Sistemas de potencia.

Así mismo se establece que el entrenamiento debe consistir de temas básicos y avanzados para el correcto uso y aprovechamiento de los equipos ION.

Se proyecta que el entrenamiento tenga una duración de 3 días y que participe personal involucrado de las áreas operativas de Toquepala e Ilo.

4.2 Ejecución de los trabajos relacionados al proyecto

En la Tabla 4.4 se aprecia el resumen de los trabajos realizados en la subestación Mill-Site.

Tabla 4.4 Resumen de trabajos realizados en la subestación.

Ítem	Barra	Celda	Tensión (kV)	Reemplazo	Nuevo	Requería Resane
1	Barra 01	Circuito 1	13.8	SI	NO	SI
2	Barra 01	Circuito 2	13.8	SI	NO	SI
3	Barra 01	Circuito 5	13.8	SI	NO	SI
4	Barra 01	Circuito 6	13.8	SI	NO	SI
5	Barra 01	Circuito 9	13.8	SI	NO	SI
6	Barra 01	Circuito 10	13.8	SI	NO	SI
7	Barra 01	Circuito 14	13.8	SI	NO	NO
8	Barra 02	Circuito 3	13.8	SI	NO	SI
9	Barra 02	Circuito 4	13.8	SI	NO	SI
10	Barra 02	Circuito 7	13.8	SI	NO	SI
11	Barra 02	Circuito 8	13.8	SI	NO	SI
12	Barra 02	Circuito 11	13.8	SI	NO	SI
13	Barra 02	Circuito 12	13.8	SI	NO	SI
14	Barra 02	Circuito 19	13.8	SI	NO	NO
15	Barra 03	Molino de Bolas	13.8	NO	SI	NO
16	Barra 03	Molienda y Flot.	13.8	NO	SI	NO
17	Barra 03	Chancadora Sec.	13.8	NO	SI	NO

El diagrama de Gantt de la Figura 4.1 muestra los trabajos realizados.

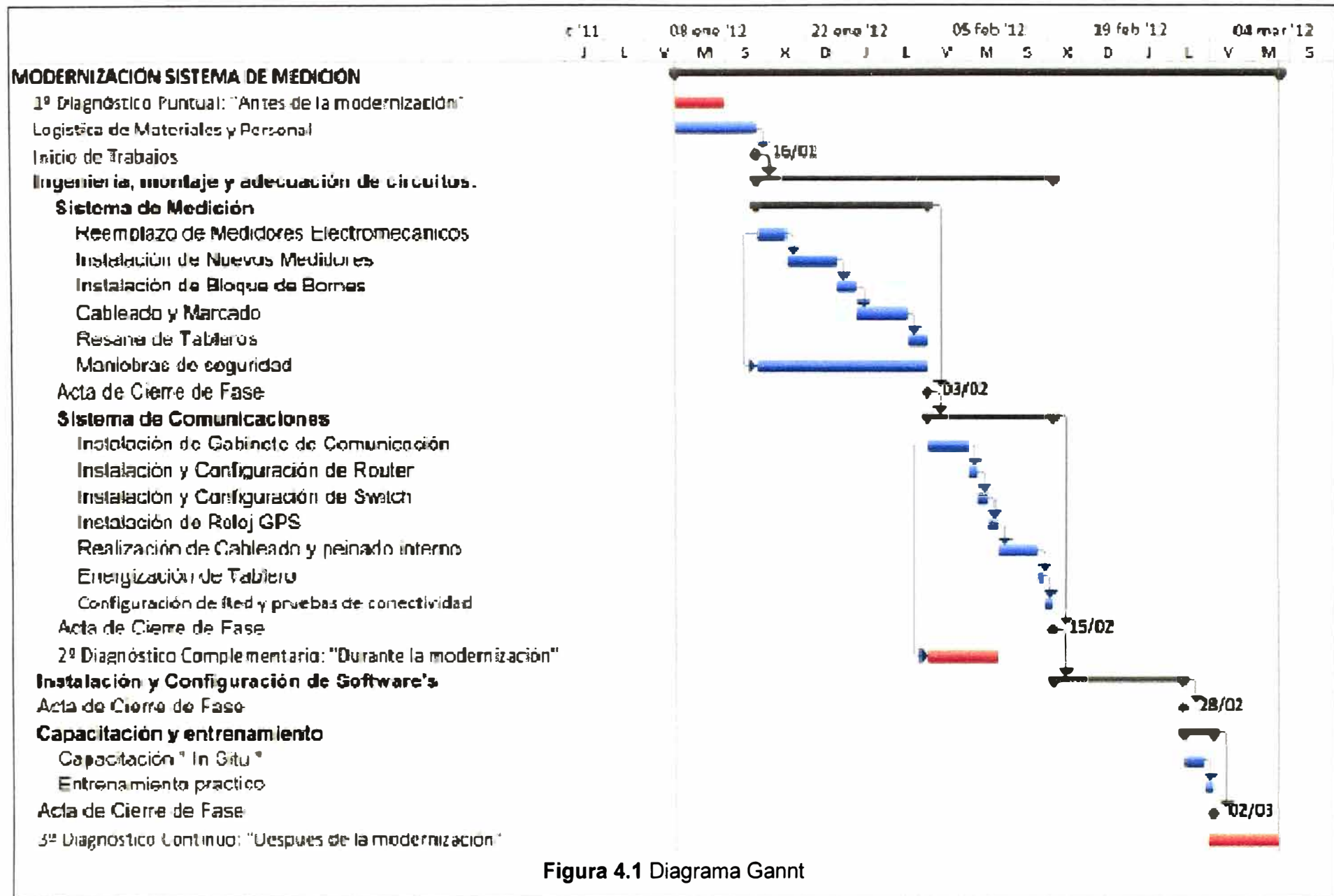


Figura 4.1 Diagrama Gannt

4.2.1 Reemplazo de medidores electromecánicos

Tal como se indica en la tabla 4.4, se reemplazaron 14 medidores en las celdas de las barras I y II. Los medidores fueron instalados en la misma ubicación donde se encontraban instalados los medidores electromecánicos, tal como se muestra a continuación en la Figura 4.2, 4.3 y 4.4.

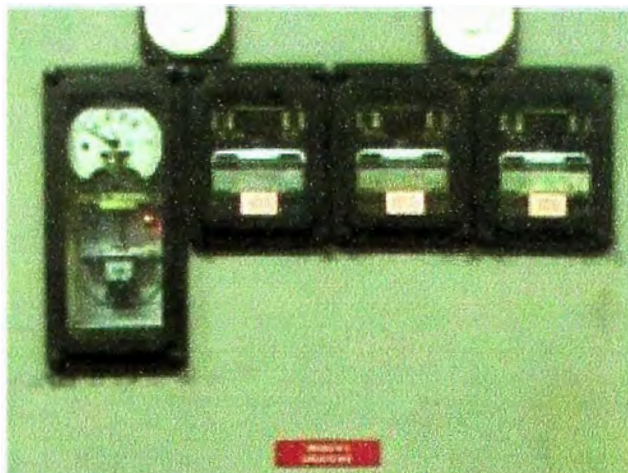


Figura 4.2 Medidor electromecánico existente.

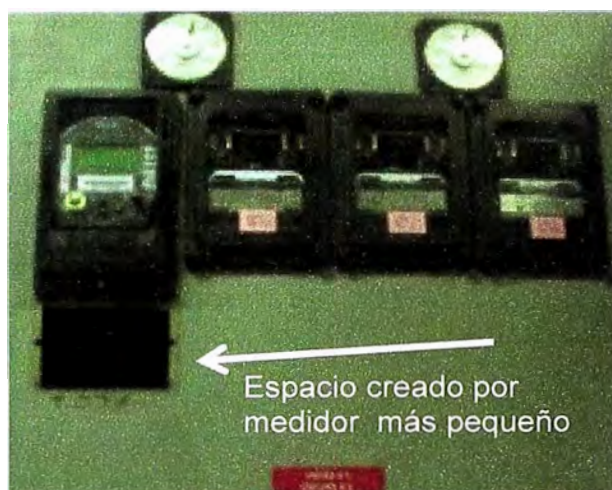


Figura 4.3 Medidor ION 8650 instalado

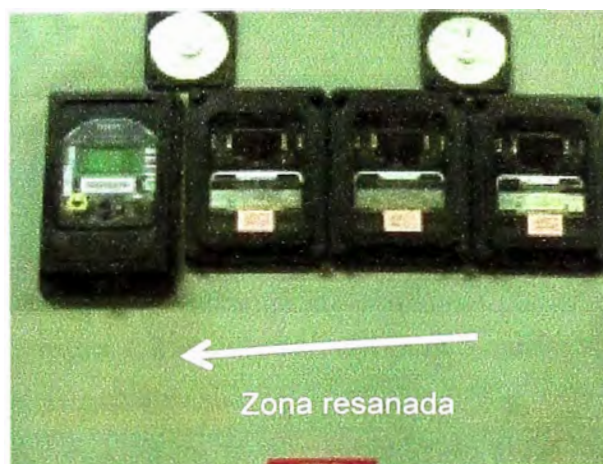


Figura 4.4 Resonado del tablero

4.2.2 Instalación de nuevos medidores

Tal como se indica en la tabla 4.4, se instalaron 3 medidores en las celdas de la barra III. Los medidores fueron instalados al lado derecho de los relés de protección en cada celda, tal como se muestra a continuación en la Figura 4.5 y en la 4.6.



Figura 4.5 Celda de la barra III – antes



Figura 4.6 Instalación del nuevo medidor.

4.2.3 Instalación de Bloque de Bornes

En las 17 celdas intervenidas de la subestación de Mill-Site, se realizó la siguiente instalación y disposición del bloque de bornes. Ver la Figura 4.7 y 4.8.

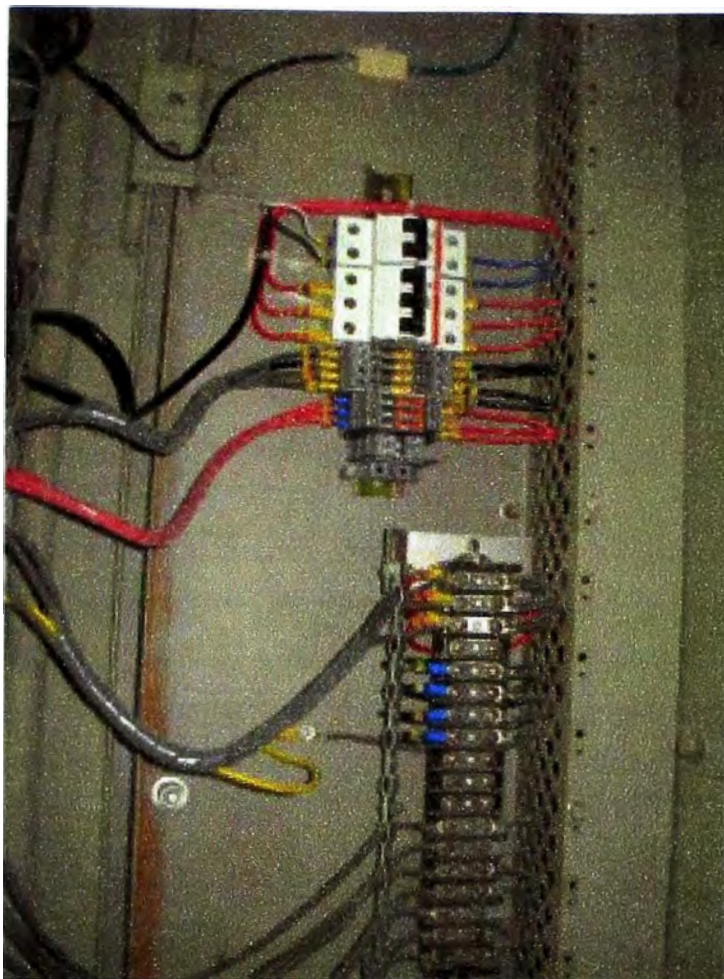


Figura 4.7 Ubicación de Bornes en el interior de la celda

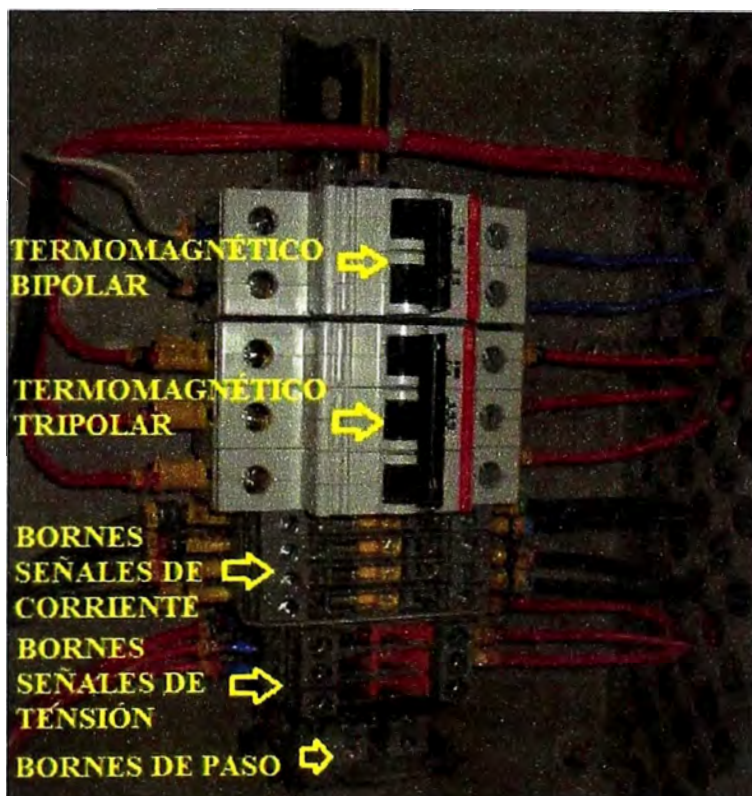


Figura 4.8 Distribución del bloque de bornes-Barra I, II y III

- Termomagnético Bipolar: para alimentación auxiliar del medidor, exclusivo para el nuevo medidor.
- Termomagnético Tripolar: para la protección de las señales de voltaje, exclusivo para el nuevo medidor.
- 4 Bornes Seccionables: Corto circuitables para las señales de corriente, instalado a la llegada de los transformadores de corriente, cubre todos los equipos que requieren señal de corriente.
- 3 Bornes Seccionables: para las señales de voltaje, exclusivo para el nuevo medidor.
- 2 Bornes de Paso de reserva: no están conectados.

4.2.4 Cableado y Marcado

El trabajo realizado consideraba el reemplazo de todos los cables que estaban conectados al medidor y de cualquier otro que se encontrase deteriorado.

Al respecto, en las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11 se pueden apreciar que en la celda del circuito N°03 se encontró que los cables que se conectaban al vatímetro y amperímetro estaban dañados (voltaje y corriente). En este caso, se reemplazó también todos los cables dañados.

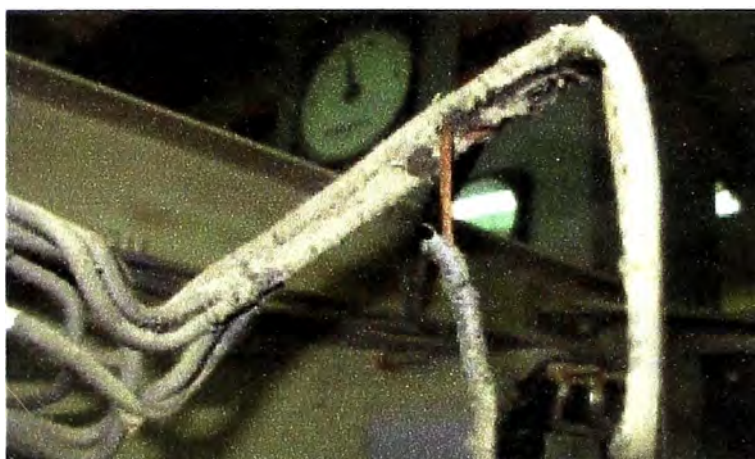


Figura 4.9 Cables deteriorados en la Celda del Circuito N°03



Figura 4.10 Cables reemplazados en la Celda del Circuito N°03



Figura 4.11 Acabado final de la Celda del Circuito N°03

4.2.5 Resane de tableros

El trabajo de reemplazo de medidores contemplaba el resane de los tableros, pues el nuevo medidor ION es más pequeño que los medidores electromecánicos, quedando un espacio debajo de los medidores instalados, tal como se mostró en la Figura 4.3.

El resane de los tableros se realizó mediante la instalación de una plancha metálica de las mismas dimensiones que el agujero dejado por el medidor electromecánico. El espesor de la plancha debía ser la misma que la del tablero, 1/8". La plancha fue fijada al tablero mediante pernos pasantes de cabeza avellanada.

Los espacios que quedaron entre la plancha y el tablero fueron cubiertos con masilla, la cual fue pulida para finalmente ser pintada. La pintura utilizada fue del tipo "Mate", la cual fue previamente matizada al tono que tienen las celdas.

Las siguientes celdas no han requerido ser resanadas, ver tabla 4.4:

- Circuito 14 de la Barra I.
- Circuito 19 de la Barra II.
- Alimentador al Molino de Bolas de la Barra III.
- Alimentador a Molienda y Flotación de la Barra III.
- Alimentador a Chancadora Secundaria de la Barra III.

En las siguientes figuras se muestra el acabado final de las celdas:

- Figura 4.12 Acabado final de las celdas de la barra I 13.8 kV
- Figura 4.13 Acabado final de las celdas de la barra II 13.8 kV



Figura.4.12 Acabado final de las celdas de la barra I - 13.8 kV



Figura 4.13 Acabado final de las celdas de la barra II - 13.8 kV

4.2.6 Maniobras de seguridad

Todos los medidores fueron instalados con las celdas en servicio, por lo tanto se debió realizar las siguientes maniobras de seguridad previas a la instalación de los medidores. Luego de haber concluido la instalación de los medidores, se reponen las maniobras de seguridad empezando por la última maniobra y concluyendo en la primera.

En el caso de la reposición de las señales de voltaje y corriente, estas se reponen fase por fase en los bornes de prueba, con la finalidad de verificar el faseamiento de estas señales en el medidor.

a. BARRAS I Y II:

- Previamente se debe identificar los bornes y cables correspondientes a los circuitos de corriente, voltaje y tensión auxiliar.
- Extracción de los fusibles que alimentan los circuitos de apertura/cierre del interruptor y la alimentación auxiliar del tablero.
- Extracción de los relés de protección electromecánicos GE. Estos relés tienen la posibilidad de cortocircuitar las señales de corriente mientras se extrae la unidad de actuación. Se tiene un relé por cada fase (03 relés en total por celda).
- Aislamiento de los bornes de disparo en la parte posterior de la caja de los relés, con la finalidad de evitar un contacto accidental.
- Cortocircuitar los bornes de corriente a la llegada de los transformadores de corriente (CTs), a fin de poder manipular con seguridad los cables de corriente del tablero.
- Cableado de las señales de corriente desde los bornes de llegada de los CTs hacia los bornes cortocircuitables-seccionables del nuevo bloque de bornes. Estos bornes quedarán cortocircuitados y seccionados.
- Desconectar los cables del circuito de voltaje en los bornes de llegada de los transformadores de potencial (PTs), del lado que va hacia los equipos de la celda.
- Cableado de las señales de voltaje desde los bornes de llegada de los PTs hacia el termomagnético tripolar en el nuevo bloque de bornes y desde este punto a los bornes seccionables. El termomagnético quedará en posición OFF y los bornes estarán seccionados.

b. BARRA III

- Previamente se tiene identificados los bornes y cables correspondientes a los circuitos de corriente, voltaje y tensión auxiliar.
- Desconexión y aislamiento de los circuitos de disparo del relé de protección.
- Cortocircuitar los bornes de corriente a la llegada de los transformadores de corriente (CTs), a fin de poder manipular con seguridad los cables de corriente del tablero.
- Cableado de las señales de corriente desde los bornes de llegada de los TCs hacia los

bornes cortocircuitables-seccionables del nuevo bloque de bornes. Estos bornes quedarán cortocircuitados y seccionados.

- Desconectar los cables del circuito de voltaje en los bornes de llegada de los transformadores de potencial (PTs), del lado que va hacia los equipos de la celda.

- Cableado de las señales de voltaje desde los bornes de llegada de los PTs hacia el termomagnético tripolar en el nuevo bloque de bornes y desde este punto a los bornes seccionables. El termomagnético quedará en posición OFF y los bornes estarán seccionados.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se tocan seis ítems principales. Son análisis y evaluaciones del ahorro de energía proyectado del beneficio económico esperado, del costo de implementación y retorno de inversión, de la mejora de calidad, además del listado de prácticas orientadas al uso eficiente de la energía, previo análisis y diagnóstico energético de la subestación principal.

5.1 Análisis y diagnóstico energético de la subestación principal

A continuación se muestra los resultados del análisis y diagnóstico energético de línea base capturada a inicios del año 2013, donde se describe el estado del sistema energético del año 2012. La Figura 5.1 muestra la variación del consumo de energía a lo largo de los meses-Año 2012).

El consumo de energía eléctrica presenta variaciones a lo largo del año registrando un valor promedio de 37'522,100 kWh en el año 2012. En la Tabla 5.1 se muestra los valores del consumo de energía obtenidos con los medidores digitales ION 8650A durante el año 2012. Debe recordarse que los trabajos de modernización del sistema de medición se iniciaron a mediados del mes de enero, concluyendo los mismos a fines del mes de febrero.

Tabla 5.1 Consumo de energía en el año 2012.

Meses	Consumo (kWh)
	Año 2012
Enero	39,189,702
Febrero	34,653,021
Marzo	37,073,731
Abril	33,970,231
Mayo	39,743,667
Junio	38,560,889
Julio	37,937,172
Agosto	39,592,671
Septiembre	34,906,133
Octubre	38,705,314
Noviembre	37,350,257
Diciembre	38,582,408

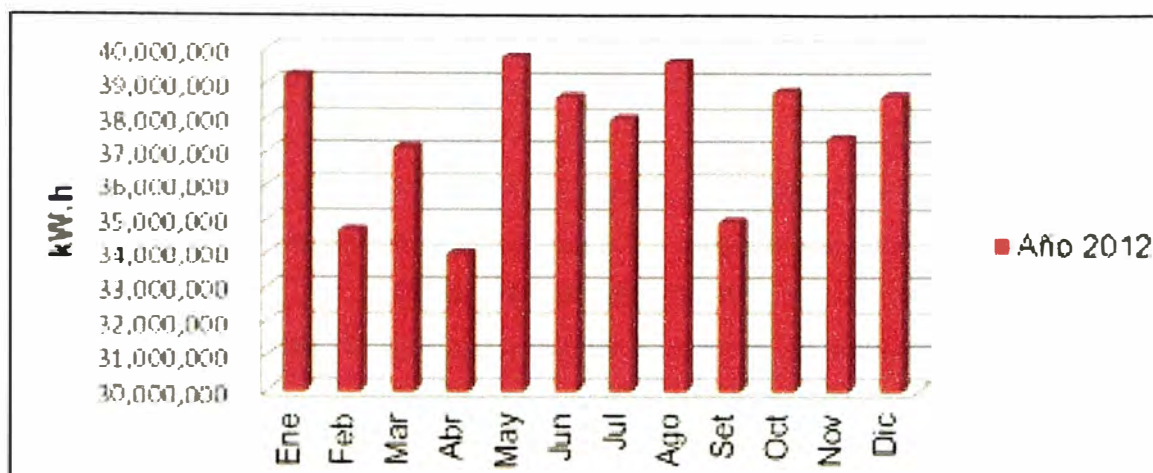


Figura 5.1 Variación del consumo de energía a lo largo de los meses-Año 2012

5.2 Evaluación del ahorro de energía proyectado

El ahorro de energía atribuible a las recomendaciones asociadas con buenas prácticas y en particular con el reemplazo de los medidores electromecánicos está en función a la eficiencia de la unidad involucrada, la capacidad de los equipos, las horas de operación y diversas condiciones relacionadas con la naturaleza de los procesos industriales.

El ahorro de energía deberá estar en función a un período determinado, el cual puede ser mensual o anual. Los ahorros de energía asociados con sistemas eléctricos son normalmente expresados en kWh y además se incluye la reducción de potencia expresada en kW. A partir de los ahorros expresados en esta unidad de referencia, es posible establecer porcentajes relacionados con la totalidad de los ahorros en electricidad.

Comparando los resultados obtenidos con los del 2011, y considerando que AE = Ahorro de energía (en kWh/año), se resalta que el ahorro anual de energía es

$$AE = 38,190,016 - 37,522,100 = 667,916 \text{ kWh/año} \quad (5.1)$$

El ahorro de energía contribuye a reducir la factura mensual.

5.3 Evaluación del beneficio económico esperado

El beneficio económico está relacionado, por lo general, con el ahorro de energía proyectado. En este caso, el beneficio económico proviene del ahorro de energía como componente principal. El cálculo del beneficio económico deberá estar expresado en el mismo período para el cual se ha efectuado el cálculo del ahorro económico (mensual o anual). En el proceso de cálculo del beneficio económico, se requiere establecer el precio del energético involucrado. En el caso de la electricidad, es posible encontrar diversos precios de la energía (kWh), tanto para periodos de hora punta como fuera de hora punta. En esos casos es posible establecer un precio ponderado que considere estas diferencias y que resulte apropiado para estimar el beneficio económico.

A continuación, se presenta el cálculo del beneficio económico asociado al ejemplo anterior. Se consideró el costo de energía igual a 0.12 US\$/kWh.

El beneficio económico se calcula mediante:

$$BE = 667,916 \text{ kWh/año} \times 0.12 \text{ US\$/kWh} \quad (5.2)$$

En consecuencia el beneficio económico anual atribuible al ahorro de energía es:

$$BE = 80,149.95 \text{ US\$/año} \quad (5.3)$$

5.4 Evaluación del costo de implementación y retorno de inversión

El costo de implementación asociado con la recomendación que originará el ahorro de energía esperado deberá ser calculado sobre la base de cotizaciones de proveedores que proporcionen un estimado del orden de magnitud involucrado. En este costo deberá considerarse, principalmente, el costo de inversión inicial (una sola vez), mientras que los costos de operación y mantenimiento (periódicos) deberán ser descontados del beneficio económico (calculado en base al ahorro de energía). Existe el método (RI) para establecer el retorno de inversión

$$\text{Retorno de inversión (RI)} = \text{IMP/BE} \quad (5.4)$$

En donde:

- IMP = Costo de implementación (US\$)
- BE = Ahorro económico (US\$/año)
- RI = Retorno de inversión (Año)

El periodo de retorno simple es lo suficientemente apropiado para evaluar costo beneficio en proyectos con retornos menores a los 2 ó 3 años. A medida que este retorno se hace más prolongado, no se hace necesario considerar otros métodos.

El costo de implementación en éste caso es US\$188,851.54, con los datos se calcula $RI = 188,851.54 / 80,149.95 \times 12$, obteniéndose $RI = 28$ meses.

5.5 Evaluación de la mejora de la calidad de energía

Gracias a la modernización del sistema de medición se logró obtener una Medición de la Calidad de Energía en tiempo real, lo cual proporcionó las herramientas necesarias para controlar y mejorar la calidad de energía en la subestación. A continuación se detalla las mejoras obtenidas:

5.5.1 Cumplimiento de las normas

El analizador de red avanzado ION 8650 permitió monitorear el cumplimiento de la calidad del suministro según normas internacionales:

- Control de cumplimiento de la norma EN 50160, "Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución".
- Norma IEC 61000-4-7 "armónicos e inter armónicos".
- Norma IEC 61000-4-15 "señalización de fluctuaciones y alimentación de la red".

- IEC 61000-4-30 Clase A/S
- CBMA/ITIC.
- IEEE 519 e IEEE 1159.

5.5.2 Registros de las formas de onda

Los medidores implementados permiten:

- Capturar simultáneamente todos los canales de voltaje y corriente.
- Registros de formas de onda durante varios segundos.
- Visualizar y comparar varias formas de onda en el software ION Enterprise.
- Capturar alteraciones de sub ciclos
- Hasta 1024 muestras / ciclo estándar.

5.5.3 Detección de interrupciones del servicio eléctrico

Los avanzados set points de los medidores permiten detectar, registrar y producir informes en tiempo real sobre las interrupciones del servicio eléctrico, incluida la duración, la fecha, la hora y la relación con otras condiciones del sistema.

5.5.4 Detección fuera de los límites

Los medidores permiten detectar, registrar y generar informes sobre las características específicas de las variaciones de frecuencia, los desbalances de voltaje y corriente, las variaciones en las pérdidas y el factor de potencia, las sobretensiones o bajas tensiones, etc.

5.5.5 Indicadores del rendimiento

Los medidores permiten configurarse para que midan una extensa gama de indicadores del rendimiento de los suministros, entre los que se encuentran:

- Tiempo total de interrupción del suministro eléctrico (en segundos).
- Duración fuera de los límites de tolerancia de THD, frecuencia, voltaje, factor de potencia y de numerosos índices adicionales.

5.5.6 Medición de la distorsión de armónicas

Actualmente se tiene medición completa de la distorsión armónica, registros y reportes en tiempo real, hasta la armónica 63 para todas las entradas de voltaje y corriente.

- Armónicos individuales (incluyendo la magnitud, la fase y las inter - armónicas).
- Armónicas impares totales o pares totales.
- Armónicas totales (pares + impares).
- Factor K, factor de cresta.

5.5.7 Detección de Sag/Swell

Los medidores incorporan una función de detección de Sag/swell que pueden utilizarse para analizar la gravedad de los mismos y su impacto potencial.

- Datos sobre la magnitud y duración adecuados para el trazado de las curvas de tolerancia de voltaje.
- Energía excesiva o deficiente durante el evento.
- Disparos por fase para la grabación de formas de onda u operaciones de control.

5.5.8 Captación de transitorios

El medidor puede detectar y registrar transitorios de sub ciclos tan cortos como 17 μ s (microsegundos) a 60Hz.

Permite analizar los transitorios mediante el trazado de una curva de tolerancia de voltaje utilizando el software ION Enterprise.

5.5.9 Medición de componentes simétricos

- Los medidores miden los componentes secuenciales cero, positivo y negativo así como la magnitud y el ángulo de fase de todas las entradas de voltaje y corriente.
- Permite identificar desequilibrios de voltaje y corriente adversos en el equipo antes que causen daños.

5.5.10 Medición del tiempo productivo utilizando NUEVES

La infraestructura actual de alimentación eléctrica puede suministrar electricidad con una fiabilidad del 99.9% (3 nueves ó 8.8 horas de tiempo de parada al año). No obstante, cualquier interrupción es inaceptable para los negocios de la economía digital, los cuales pueden requerir hasta un 99.9999999% (9 nueves o 2 ciclos de tiempo de parada al año) para que su modelo empresarial opere eficazmente. Con los medidores ION 8650 se puede medir el número de nueves correspondiente a la fiabilidad.

Toda la información mostrada líneas arriba resultó de suma importancia para mejorar la calidad de la energía en la subestación Mill-Site. Debemos recordar que: “Lo que no se puede medir, no se puede controlar ni mejorar”.

5.6 Listado de buenas prácticas, orientadas al uso eficiente de la energía

En consecuencia de los malos hábitos detectados en el consumo de energía, se estructuró un listado de buenas prácticas, orientadas al uso eficiente de la energía en la unidad minera en estudio.

5.6.1 Motores

Son las siguientes:

- Evitar arranques en simultáneo que puedan contribuir a elevar la máxima demanda.
- Evitar el uso de motores con bajo factor de carga, alejados de las condiciones nominales (redistribución de unidades en la planta).
- Efectuar mantenimiento de los motores según especificaciones del fabricante.
- Evitar arranque frecuentes en un motor.
- Evitar sobre calentamiento y sobretensión del motor.

- Evitar reparar los motores en forma excesiva.
- En ampliaciones o proyectos energéticos nuevos evitar el sobre dimensionamiento de los motores.

5.6.2 Bombas

Son las siguientes:

- Evitar utilizar las bombas a carga parcial, en condiciones distintas a las nominales.
- Controlar las horas de operación, en particular durante horas punta.
- Seleccionar una bomba eficiente y operarla cerca de su flujo de diseño.
- Poner particular atención a las bombas en paralelo, adicionar más bombas puede hacer que el sistema total sea progresivamente menos eficiente.
- Minimizar el número de cambios de dirección en la tubería.
- Usar tuberías de baja fricción sobre todo cuando considere renovar las tuberías viejas.
- Comprobar si la presión de la bomba es satisfactoria.
- Programar el mantenimiento oportuno de la bomba.
- En bombas de gran capacidad, es necesario un programa de monitoreo para calcular el tiempo óptimo de renovación.
- En ampliaciones o proyectos energéticos nuevos evitar el sobre dimensionamiento de las bombas.
- Evaluar la reasignación de una bomba a otra ubicación en la planta en donde pueda operar a condiciones cercanas a las nominales.
- Efectuar mantenimiento oportuno según especificaciones del fabricante.

5.6.3 Compresores

Son las siguientes:

- Controlar la presión y utilizar la mínima requerida por el proceso.
- Usar aire frío externo para la admisión al compresor, de acuerdo a las condiciones climáticas de la región.
- Evitar operaciones en vacío.
- Controlar las horas de operación, en particular durante el período de horas punta (18:00 a 23:00 h)
- Considerar alternativas para el uso de aire comprimido, como por ejemplo, el uso de herramientas eléctricas en vez de usar las de aire.
- Dimensionar el tamaño del compresor según la demanda, si se necesitan varios compresores usar un controlador.
- Mantener el equipo regularmente, evitando el uso de repuestos de baja calidad.
- Buscar fugas de aire regularmente con un detector ultrasónico y repararlas lo más pronto posible.

- Remover o cerrar permanentemente las tuberías no usadas.
- Verificar las caídas de presión a través de los filtros y reemplazarlos rápidamente sobre todo cuando las caídas son excesivas.
- Evitar el ingreso de aire húmedo al compresor.
- En ampliaciones o proyectos energéticos nuevos evitar el sobre dimensionamiento de los compresores

5.6.4 Iluminación

Son las siguientes:

- Limpiar de polvo las lámparas
- Pintar de color claro las paredes y techos de las áreas de producción y oficinas
- Administrativas.
- Utilizar la luz natural.
- Controlar las horas de operación, en particular en horas punta.
- Apagar las lámparas innecesarias y reducir al mínimo imprescindible la iluminación en exteriores.
- No sobre ilumine áreas innecesariamente, para ello verifique los estándares de iluminación por áreas con un luxómetro.
- Considerar colores claros de mobiliario en las oficinas.
- Separe los circuitos de iluminación para que su control no dependa de un solo interruptor y se ilumine solo sectores necesarios.

5.6.5 Sistema eléctrico

Son las siguientes:

- Modulación de la carga, se controla la operación de equipos no imprescindibles en el proceso productivo dentro de las horas punta (18:00 a 23:00 horas).
- Revisar en forma periódica el correcto funcionamiento de los bancos de compensación.
- Seleccionar la ubicación más adecuada del banco de compensación reactiva (Compensación global, parcial e individual).
- Actualizar periódicamente los diagramas unifilares.
- Controlar la máxima demanda en horas de punta o pico
- Evitar que los transformadores operen con baja carga o sobrecarga
- Planificar el crecimiento del sistema eléctrico de la planta a medida que lo requiere el proceso productivo.
- Evaluar el cambio de nivel de tensión de Baja tensión a media tensión.
- Evaluar si la facturación proviene de la mejor opción tarifaria.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El nuevo sistema de monitoreo y la mejora de calidad de energía, entre muchos otros beneficios, están íntimamente ligados con la eficiencia energética y con la reducción de los consumos de energía en las instalaciones de la subestación. Con lo cual se demuestra que invertir en calidad y en ahorro de energía es rentable.
2. Los problemas de calidad en la energía eléctrica interfieren en la seguridad de las personas que laboran en las instalaciones y con la infraestructura misma: "Medir la calidad eléctrica y el estado de las instalaciones es de gran ayuda para determinar y apoyar la eficiencia y productividad de la empresa".
3. La modernización del sistema de medición y la integración de la información de consumos en tiempo real, representó para SPCC un ahorro de energía anual de 667,916 kWh el cual significa un beneficio económico de 80,150 US\$ / año.
4. La modernización del sistema de medición representa un retorno rápido y cuantificable de la inversión, a un bajo costo, entregando funcionalidades que devuelven múltiples beneficios financieros.
5. La demanda máxima en tiempo real de la subestación Mill-Site es de conocimiento de todos los centros de operaciones, esta información permitió y permite actualmente mejorar el uso de la energía en la operación de los procesos productivos.
6. Se integró la información proporcionada por los medidores de energía ION 8650A de marca Schneider Electric, a redes LAN en cada área de operación, la información será integrada en una computadora local "Work Station", paralelamente los datos son transmitidos vía Ethernet al servidor central ubicado en Ilo, el cual integrará toda la información de Toquepala. El servidor central en Ilo proporcionará la información de tendencias, reportes de demandas y energía entregada que será visualizada a través de la intranet corporativa de SPCC.
7. Todos los medidores ION8650 se prueban y verifican en fábrica de acuerdo con las normas de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) y el ANSI (Instituto Nacional Americano de Normalización); sin embargo, antes de instalar un medidor de consumo eléctrico nuevo conviene realizar una verificación final de la precisión. Los medidores ION

son digitales y no requieren calibración, sino sólo la verificación de su precisión.

8. La tecnología de los medidores ION también proporciona herramientas que permiten mejorar la eficiencia energética, reducir los costos operativos, aumentar la productividad y confiabilidad del sistema eléctrico.

9. La modernización del sistema de medición facilita el diagnóstico de las instalaciones. Este cambio asociado a herramientas de software complementarias que llevan a cabo el control y la supervisión permanente de las instalaciones, garantizan el correcto funcionamiento de los procesos y una gestión adecuada de la energía, dos factores que dependen de la calidad de la energía eléctrica y que resultan indispensables para incrementar la productividad.

10. Los sistemas de gestión de energía ION representan aproximadamente el 90% de las empresas eléctricas del Perú que vienen usando este sistema de estándar y como parte de su infraestructura, teniendo a la fecha alrededor de 15 años de vigencia y liderazgo en el Perú. Empresas similares como Electroperú, Edegel, Egasa, Enersur, Duke Energy, Egasa, Edelnor, Luz del Sur, REP adoptaron el estándar ION hace más de 10 años en todos sus niveles (punto de generación, líneas de transmisión, distribución, servicios auxiliares) y vienen creciendo en forma sostenida hasta la fecha.

11. Con la implementación del sistema de monitoreo de energía (ION Enterprise) se tiene una herramienta de gestión para:

- El monitoreo y control de la máxima demanda.
- El uso eficiente de la energía en las operaciones de la subestación principal.

12. A consecuencia de los excelentes resultados obtenidos en la subestación de Mill-Site; se analizó, evaluó y aprobó realizar la modernización del sistema de medición en todas las demás subestaciones principales de SPCC (Ilo1, Fundición, Refinería, Botiflaca, Lixiviación, Quebrada Honda y Push Back).

Recomendaciones

1. Se debe modernizar el sistema de medición de todas las subestaciones principales de las unidades mineras, lo cual representa en la actualidad un tema indispensable para monitorear, controlar y mejorar la calidad de la energía, de una forma eficiente y eficaz.

2. Se recomienda la implementación de los medidores ION, gracias a que permiten a las empresas mejorar su competitividad, dándoles una visión general de como su organización utiliza la energía. Logrando de esta manera identificar oportunidades para mejorar la eficiencia energética, reducir los costos operativos, aumentar la productividad y la confiabilidad del sistema eléctrico.

3. Utilizar la tecnología ION resulta excelente para la integración del sistema de medición

a un sistema SCADA, brindando una serie de beneficios y ventajas insuperables.

4. Realizar un programa de diagnósticos energéticos durante el año, con el objetivo principal de identificar oportunidades de uso eficiente de la energía y establecer una línea base; contra la cual se deberán evaluar los beneficios obtenidos como resultado de las mejoras y recomendaciones asociadas con las oportunidades identificadas.

5. Se recomienda implementar las buenas prácticas mencionadas en el punto 5.6 Análisis de las causas y efectos; dichas prácticas están orientadas al uso eficiente de la energía en una unidad minera de tajo abierto o subterránea.

ANEXOS

ANEXO A
CUADRO COMPARATIVO DE MEDIDORES DE ENERGÍA

Tabla A.1 Cuadro comparativo de medidores de energía (Fuente: Elaboración propia)

ITEM	CARACTERÍSTICAS	Q1000 SCHLUMBERGER	MAXsys 2510 SIEMENS	MARK-V TRANSDATA	ION 8650 SCHNEIDER ELECTRIC	JEM STAR SC.COLUMBUS
1	Precisión	+/- 0.1%	+/- 0.2%	+/- 0.1%	+/- 0.1%	+/- 0.07%
2	Registro					
	Capacidad de memoria	480Kb (ampliable)	256 Kb (36 días)	112 Kb (74 días)	128Mb	45 días-4canales
	Perfiles de carga	2	1	1	1	1
	Canales de almacenamiento	24x2=48 canales	16 canales	8 canales/15 min	16 canales/15 min	4-16 canales/15 min
	Intervalos de medición configurables	(1,2,5,10,15,30,60 min)	(1,2,5,10,15,30,60 min)	(1,2,5,10,15,30,60 min)	(1,2,5,10,15,30,60 min)	(1,2,5,10,15,30,60 min)
	Muestras por ciclo	64	-	720	1024	-
	Registros en cuatro cuadrantes	SI	SI	SI	SI	SI
	Sistema de compensación de pérdidas	SI	SI	SI	SI	SI
	Opciones tarifarias	SI	SI	SI	SI	SI
3	Armónicas					
	Registro de la distorsión total V&I (ANSI/IEC)	Hasta 20th	SI (no indica valores)	SI (no indica valores)	Hasta 63th	SI (no indica valores)
	Registro de armónicas individuales de V&I por fase (ANSI/IEC)	Hasta 20th	-	NO	Hasta 31th	-
	Angulo de armónicas de V&I	Hasta 20th	-	NO	Hasta 31th	-
4	Calidad del voltaje					
	Registro de sags	SI	SI	SI	SI	-
	Registro de swells	SI	SI	SI	SI	-
	Interrupciones	SI	SI	SI	SI	-
	Desbalances de tensión	SI	SI	SI	SI	-
5	Sincronización horaria					
	Cristal de cuarzo	SI	SI	SI	SI	-
	Frecuencia de la línea	SI	SI	SI	SI	-
	GPS externo	SI	SI	NO	SI	-
6	Puertos de comunicación					
	Puerto óptico	9.6 kbps	9.6 kbps	9.6 kbps	19.2 kbps	9.6 kbps
	Salida RS232	115.2 kbps	9.6 kbps	19.2 kbps	57.6 kbps	38.4 kbps
	Puerto RS232/Modem	33.6 kbps	2.4 kbps	2.4 kbps	57.6 kbps	14.4 kbps
7	Tarjeta Ethernet	-	SI	-	SI	-
8	Protocolos de comunicación	DNP 3.0, MODBUS (RTU)	DNP 3.0, MODBUS (RTU)		DNP 3.0, MODBUS (RTU)	DNP 3.0, MODBUS (RTU)
	Comunicación simultánea bidireccional RTU/SCADA/PC	SI	SI	SI	SI	SI
9	Condiciones de trabajo					
	Alimentación auxiliar	+/-25% Vaux.	-	+/-20% Vaux.	+/-20% Vaux.	35-530 Vaux.
	Frecuencia	60 Hz +/-3 Hz		60 Hz +/-3 Hz	60 Hz +/-3 Hz	55-65Hz
	Consumo de potencia	10VA	10VA	8VA	10.7VA	15VA
	Temperatura de operación	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C	-40°C a +70°C
	Humedad	0-95%, no condensado	0-95%, no condensado	0-95%, no condensado	5-95%, no condensado	0-95%, no condensado

Tabla A.1 (Continuación) Cuadro comparativo de medidores de energía (Fuente: Elaboración propia)

10	Batería					
	Removible Vida útil Duración de carga	SI 10 años mínimo 180 días	SI Es recargable	SI 10 años	SI 10 años	-
11	Pantalla	Tipo LCD, 4 líneas por 16 16 caracteres cada una	Tipo LCD, 4 líneas por 16 16 caracteres cada una	Tipo LCD, 4 líneas por 16 16 caracteres cada una	Tipo LCD, visualiza armónicas, diagramas fasoriales y datos	Tipo LCD, visualiza diagramas fasoriales y datos
12	Software					
	Plataforma operativa Programación Permite adquisición de datos, procesamiento y exportación. Calidad de energía Evaluaciones Verificar operación a distancia análisis vectorial	Windows PC-PRO+98 NOTUS Básico NOTUS Laboratorio NOTUS Completo SI	Windows MAPPER MAXCON MAXCON MAXCON SI	Windows MARK V MARK V MARK V MARK V SI	Windows ION Enterprise ION Enterprise ION Enterprise ION Enterprise SI	Windows JEMWARE JEMREAD JEMREAD JEMREAD SI
13	Firmware actualizable	SI	SI	SI	SI	SI
14	Autodagnóstico	SI	SI	SI	SI	
15	Visualizar a través del modem, los parámetros en tiempo real	SI NOTUS Laboratorio	SI MAXCON	-	SI ION Enterprise	-
16	Voltaje auxiliar	AC/DC		AC	AC/DC	AC (autorrango)
	PRECIO					
	costo Unitario US\$	7803	7791	7450	7562	7600
	Unidades	17	17	17	17	17
	Sub Total	132651	132447	126650	128554	129200
	Descuento				3856.62	
	TOTAL	132651	132447	126650	124697.38	129200
	EVALUACIÓN	Cumple técnicamente	Cumple técnicamente	Cumple técnicamente	Cumple técnicamente	Cumple técnicamente
	Garantía	1 año	1 año	1 año	2 años	1 año
	CONCLUSION	Por costos	Por costos	Por costos	Por costos	Por costos
		Descartado por costos	Descartado por costos	Segunda opción	Primera opción	Tercera opción

ANEXO B
DATASHEET DE ANALIZADOR DE REDES ION 8650

Power Logic analizador de red avanzado serie ION 8650



Se utiliza para el monitoreo de redes eléctricas en sistemas de generación, transmisión, distribución. Los medidores PowerLogic son ideales para grandes y pequeñas centrales de generación de energía y en aplicaciones de cogeneración donde es necesario medir con precisión la energía de forma bidireccional, tanto en la etapa de generación como en modo de espera. Este medidor entrega herramientas para gestionar complejos contratos de suministro de energía que incluyen compromisos de calidad de la energía y permite la integración con nuestro software de gestión de energía ION Enterprise™ y otros sistemas SCADA a través de múltiples canales de comunicación y protocolos.

Aplicaciones

- Facturación de Energía
- Co-generación y Generación Independiente (IPP)
- Monitoreo del cumplimiento de las normativas
- Análisis de calidad de Energía
- Control de la Demanda y Factor de Potencia
- Corrección para mejorar la precisión de los TC

Principales Características

Precisión clásica y alta tensión (100 y ANSI 1, 300 V)

Para redes eléctricas en media y alta tensión, este medidor entrega una precisión dos veces mayor que los estándares IEC y ANSI en un solo rango de corriente.

Calidad de la Energía

Monitorea el cumplimiento de la calidad del suministro según las normas internacionales (IEC 61000-4-30 Class A/S, 50160, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, IEEE 1159, IEEE 519).

Separación de ruido de línea

Captura simultáneamente la forma de onda de los canales de voltaje y corriente frente a la presencia de perturbaciones transientes.

Protocolos de comunicación

Medidor multi puerto y multi protocolos. Incluye puertos seriales, infrarrojos y Ethernet los que soportan múltiples protocolos estándar de la industria.

Protocolos: IrDA, Modbus, Modbus maestro, DNP 3.0 y IEC 61850

Múltiples tarifas y temporización

Para aplicación de tarifas, horarios estacionales y demanda de energía durante periodos de tiempo con requisitos de facturación específico.

Múltiples opciones de ajuste de los límites Máximos y Mínimos

Se puede configurar un total de 65 ajustes (1 segundo - 1/4 ciclo)

Medición de la potencia reactiva

Condición de todas las características de calidad de energía.

Integración con software de control y gestión

Se integran fácilmente con las operaciones del software ION Enterprise u otros sistemas de gestión de la energía: MV90, DNP, Modbus, IEC 61850.

Compensación de pérdidas (Factor de corrección)

Determinar las pérdidas del sistema en tiempo real.

Corrección de la precisión de los transformadores

Ahorra dinero y mejorar la precisión mediante la corrección de los transformadores menos precisos.

Notificación de alarmas críticas

Cuando se genera una alarma de alta prioridad o evento de calidad de energía, los datos de los registros del medidor o notificación son enviados automáticamente vía email.

Numero de partes

Medidores ION8650	
ION8650A	M8650A
ION8650B	M8650B
ION8650C	M8650C

Power Logic analizador de red avanzado serie ION 8650



- 1 Power Logic ION 8650 power analyzer
- 2 Terminal
- 3 Optical port
- 4 Mini (RJ45) ports for
- 5 (VLAN) LAN
- 6 Navigation / A7 Enter button
- 7 Navigation keys
- 8 Demand reset button



Captura de la forma de onda de una perturbación y reporte de calidad de energía

Guía de Selección	ION8650 A	ION8650 B	ION8650 C
General			
Uso de bobinas LV y AV	Si	Si	Si
Presión de salida del convertidor térmico y eléctrico	0.1% (1)	0.1% (1)	0.1% (1)
Muestras/Caja			
	1104	1104	1104
Valores instantáneos			
Corriente, Tensión, Potencia	Si	Si	Si
Potencia Activa, Reactiva y Aparente Total y por fase	Si	Si	Si
Factor de potencia Total y por fase	Si	Si	Si
Rango de medida de corriente (resaca automática)	0.01 - 20A	0.01 - 20A	0.01 - 20A
Valores de energía			
Energía Activa, Reactiva y Aparente	Si	Si	Si
Modos configurables de acumulación	Si	Si	Si
Valores de demanda			
Comando (señales de arranque y parada)	Si	Si	Si
Potencia Activa, Reactiva y Aparente (valores pico y máx.)	Si	Si	Si
Potencia reactiva (valores pico y máx.)	Si	Si	Si
Potencia aparente (valores pico y máx.)	Si	Si	Si
Sincronización de la ventana de medición	Si	Si	Si
Modos de demanda: Diálogo (oscilario y Térmico (resistencia))	Si	Si	Si
Medidas de calidad de energía			
Detección armónica (corriente y voltaje)	Si	Si	Si
Armónicas individuales (plano frontal)	63	63	63
Captura de forma de onda y transitorios de	Si	Si	Si
Armónicas (amplitud, fase, instantáneos)	50	40	-
Detección de perturbación de tensión (1)	Si	Si	Si
IEC 61000-4-31 clase A, B	A	B	-
IEC 61000-4-15 (Flashes)	Si	Si	-
Grabación de datos de alta velocidad (hasta 10 ms)	Si	Si	-
Informe de cumplimiento 50/100	Si	Si	-
Programable (funciones lógicas y matemáticas)	Si	Si	Si
Registro de datos			
Memoria interna (Mbytes)	128	64	32
Registro de facturación	Si	Si	Si
Registro de eventos y datos históricos	Si	Si	Si
Registro de armónicos (SnapView)	Si	Si	Si
Registro de transitorios	Si	-	-
Sincronización GPS (PPS-BT) y estampa de tiempo (1 ms)	Si	Si	Si
Pantalla y E/S			
Pantalla frontal	Si	Si	Si
Aspecto de estándar (PowerLogic ION series)	Si	Si	Si
Salida de datos (Panel frontal I/O)	2	2	2
Entradas analógicas y digitales (16 max.)	11	11	11
Entradas analógicas y digitales (16 max.) más una serie de pines	16	16	16
Tensión de operación directa	277Vca	277Vca	277Vca
Communication			
Puerto Infrarrojo	Si	Si	Si
Puerto RS-485 / RS-232 / RS485	Si	Si	1a
Puerto Ethernet (Modbus/TCP/RTU) con Gateway	Si	Si	1a
Modem interno con Gateway (ModemGate)	Si	-	1a
Página HTML web server (WebMeter)	Si	Si	Si
Puerto RS-485	Si	Si	Si
Modbus TCP y RTU Master / Slave	Si/ Si	Si/ Si	Si/ Si
DNP 3.0			
	Si	Si	Si

(1) Con opción de puerto de expansión I/O
 (2) Para 50 y 350. Para modelos 350. Para 400V línea/línea
 (3) Puerto estándar más un máximo de dos configuraciones de otros puertos

Diagramas de alambreado: CAP 11
 Dimensiones: CAP 12

BIBLIOGRAFÍA

- [1] SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, "Memoria Anual 2012 Mantenimiento - Ilo", Sistemas de Potencia SPCC - Perú, 2012.
- [2] Energía del Sur S.A., "Manual Práctico de Subestaciones", Gerencia de Transmisión ENERSUR Ilo - Perú, 2012.
- [3] Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE), "Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnósticos Energéticos - Minería Metálica", Ministerio de Energía y Minas (MEN)- Perú, 2008.
- [4] Proyecto para Ahorro de Energía (PAE), "Eficiencia Energética", Ministerio de Energía y Minas (MEN), Segunda Edición, 2001.
- [5] Decreto Supremo N° 020-97-EM, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)", 1997.
- [6] Josep Balcells, "Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica", CIRCUTOR S.A., Primera Edición, 2011.
- [7] Dirección General de Electricidad, Resolución Ministerial N° 496-2005-MEM/DM, "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", Ministerio de Energía y Minas (MEN), 2005.
- [8] Resolución N° 616-2008-OS-CD, "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), 2008.
- [9] Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM, "Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)", Ministerio de Energía y Minas (MEN), 2011.
- [10] Schneider Electric, "Guía de soluciones: Sistemas de supervisión energética", 2012.
- [11] Norma Metrológica Peruana NMP 014, "Equipos de Medida de la Energía Eléctrica (c.a.) Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Equipos de medida, Servicio Nacional de Metrología-INDECOPI, 2012