

# UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA,

MECÁNICA ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA



## AHORRO DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INDUSTRIA EMPLEANDO LA MODALIDAD DE OPCIÓN TARIFARIA EFICIENTE

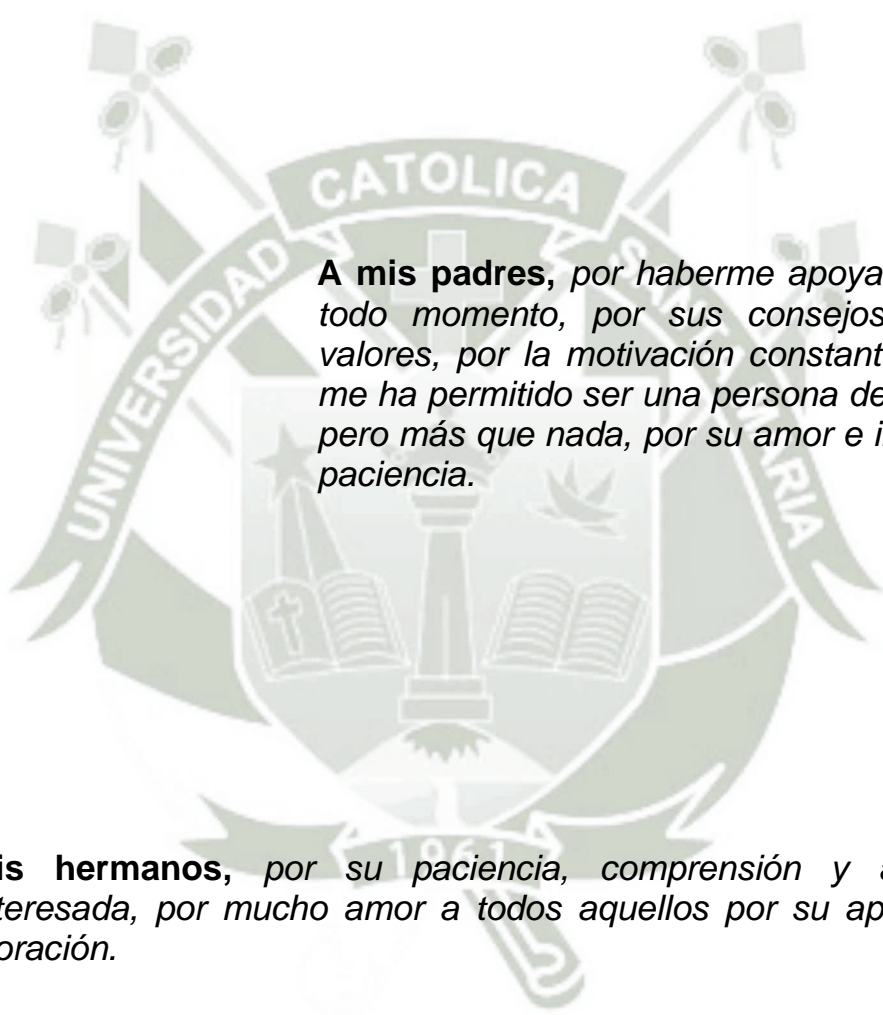
Tesis presentada por el Bachiller:  
**JULIO CESAR MAMANI RAMOS**

Para optar el Título Profesional de:  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

Asesor: Ing. Cesar Pio Castillo Cáceres

**AREQUIPA – PERÚ  
2017**

**A Dios**, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.



**A mis padres**, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor e infinita paciencia.

**A mis hermanos**, por su paciencia, comprensión y ayuda desinteresada, por mucho amor a todos aquellos por su apoyo y colaboración.

# ÍNDICE

<b>RESUMEN.....</b>	<b>7</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO I: GENERALIDADES .....</b>	<b>11</b>
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	11
1.2. OBJETIVOS .....	12
1.2.1. Objetivo General .....	12
1.2.2. Objetivos Específicos .....	12
1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	13
1.3.1. Alcances .....	13
1.3.2. Limitaciones .....	13
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	14
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>15</b>
2.1. ALCANCES DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	15
2.2. GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	18
2.2.1. Generación.....	18
2.2.2. Transmisión.....	19
2.2.3. Distribución .....	20
2.3. MARCO REGULATORIO DEL PERÚ .....	21
2.4. METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS.....	23
2.4.1. Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Público .....	24
2.4.2. Precios Máximos de Transmisión .....	25
2.4.3. Precios Máximos de Distribución .....	26
2.5. DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS .....	26
2.6. OPCIONES TARIFARIAS.....	29
2.7. GESTIÓN TARIFARIA.....	33
2.7.1. Evaluación de la correcta facturación .....	33
2.7.2. Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica .....	34
2.7.3. Evaluación de la gestión de los consumos de energía y de potencia .....	40

2.8.	AHORRO ENERGÉTICO .....	42
2.9.	AUDITORIA ENERGÉTICA.....	43
2.10.	MÉTODOS DE AHORRO DE ENERGÍA.....	46
2.10.1.	Mejora del rendimiento de los equipos .....	46
2.10.2.	Formas de mejorar el rendimiento de la instalación eléctrica	47
2.10.3.	Utilización racional de los equipos .....	50

### **CAPÍTULO III: COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE UNA EMPRESA**

<b>INDUSTRIAL.....</b>	<b>51</b>	
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL USUARIO.....	51
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ....	51
3.3.	DESCRIPCIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA.....	62
3.4.	DIAGRAMAS DE CARGA DEL CONSUMO ELÉCTRICO .....	62

### **CAPÍTULO IV: MÉTODO DE AHORRO DE ENERGÍA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....**

<b>69</b>	<b>69</b>	
4.1.	EVALUACIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS CRÍTICAS.....	69
4.1.1.	Descripción del tipo de iluminación existente.....	69
4.1.2.	Compensación de energía reactiva.....	70
4.2.	EVALUACIÓN TARIFARIA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO .....	70
4.2.1.	Evaluación de la correcta facturación .....	71
4.2.2.	Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica .....	71
4.2.3.	Evaluación de la gestión de los consumos energético y de potencia .....	78
4.3.	AHORRO ECONÓMICO CON EL CAMBIO DE TARIFA .....	81
4.4.	AHORRO ECONÓMICO CON EL CAMBIO DE LÁMPARAS.....	82

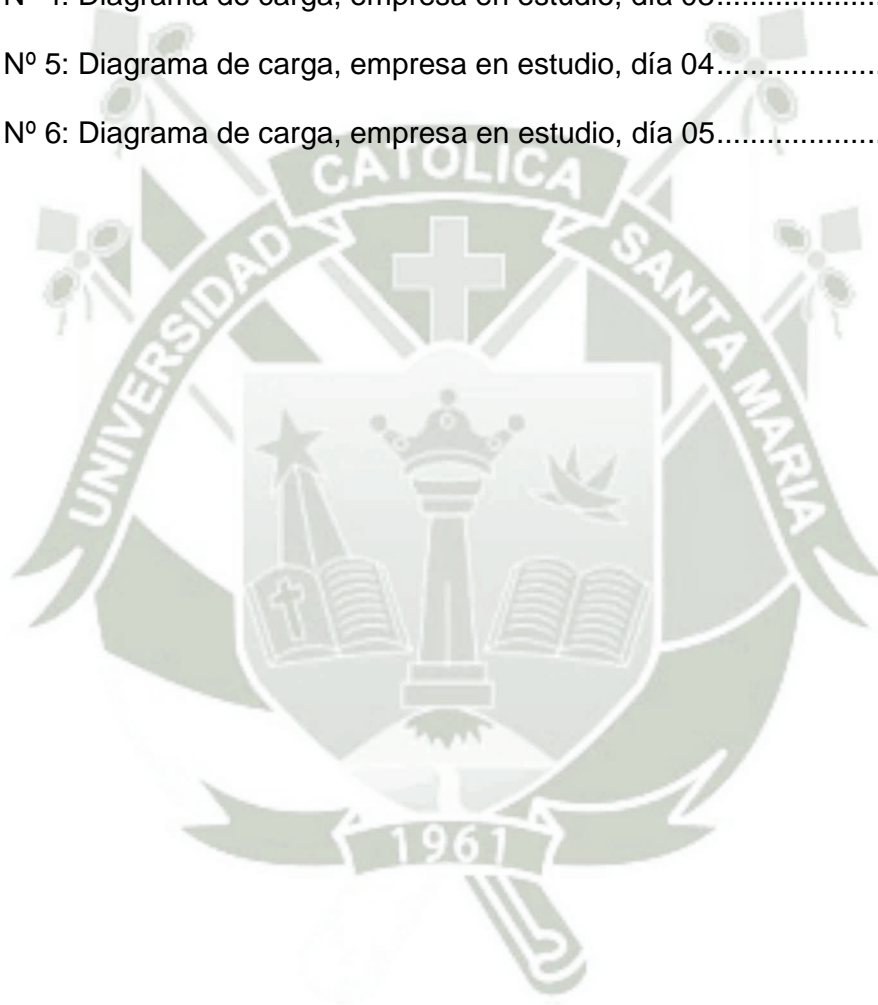
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>85</b>
--------------------------	-----------

<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>87</b>
------------------------------	-----------

<b>ANEXOS .....</b>	<b>89</b>
---------------------	-----------

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Planimetría de local analizado.....	56
Figura N° 2: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 01.....	63
Figura N° 3: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 02.....	63
Figura N° 4: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 03.....	64
Figura N° 5: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 04.....	64
Figura N° 6: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 05.....	65



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Tarifas recomendadas dependiendo de la cantidad de energía activa en hora punta (EAHP) y energía activa fuera de hora punta (EAFP) a consumir .....	39
Tabla N° 2: Demandas proyectadas de la instalación:.....	52
Tabla N° 3: Equipos del taller .....	68
Tabla N° 4: Demanda máxima de las principales cargas eléctricas de la empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.....	68
Tabla N° 5: Valores de demanda máxima del suministro eléctrico 3825 desde enero del 2016 hasta abril del 2016 .....	72
Tabla N° 6: Costo de las tarifas eléctricas para la concesionaria del Cusco, Osinerg.....	74
Tabla N° 7: Factor de calificación.....	79
Tabla N° 8: Reducción de consumo de energía activa gracias a los cambios de balastro convencional y de tubo T-12 de 36W a lámpara LED. ..	80
Tabla N° 9: Cuantificación de la inversión inicial del proyecto de ahorro energético Costo de inversión inicial .....	83
Tabla N° 10: Cuantificación de los beneficios que traería consigo el proyecto de ahorro energético .....	84

## RESUMEN

Es conocido que uno de los factores en el desarrollo de la industria, es la de optimizar los costos del proceso productivo, la misma que abarca tres grandes áreas, aguas, combustibles y electricidad, el tener un control adecuado del tratamiento y operación de las mismas, garantizara costos menores del proceso productivo. En esta tesis se ha realizado un estudio del consumo energético de una planta industrial, para plantear propuestas de ahorro energético y gestión tarifaria adecuada, que permitan un ahorro económico y energético para la empresa, se ha efectuado una revisión a los conceptos teóricos y normativos vigentes que se presentó en el capítulo 2.

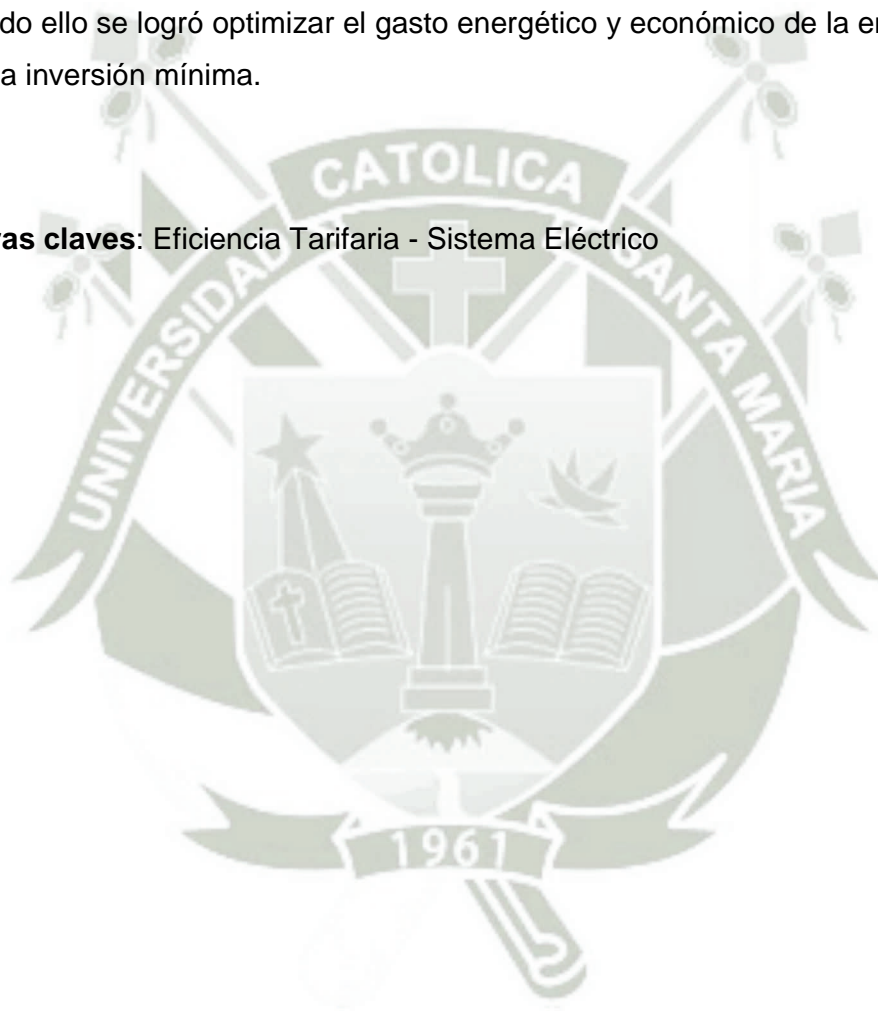
Entonces para hacer dicho estudio se revisaron la información de los recibos de luz de los últimos seis meses, además se instaló un analizador de redes portátil en la subestación eléctrica, en el tablero general por cinco días, para analizar el diagrama de carga de consumo de la empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.L que tenía un suministro eléctrico, en media tensión MT2, de 10KV.

Este suministro es el número 3825 de la Empresa: Electro Sur Este, con, potencia contratada de 60 KW, los datos analizados y lo cuadros de carga son presentados en el capítulo 3, de acuerdo a los datos históricos y las mediciones efectuadas se determinó el cambio de tarifa a MT4, con un ahorro significativo que se presenta en el capítulo 4, además se determinó la potencia instalada y máxima demanda de los circuitos más representativos como los circuitos de iluminación en los que se pudo comprobar la existencia de lámparas fluorescentes de bajo rendimiento luminoso, por lo que se propone el reemplazo de dichas lámparas de 36W y su equipo de arranque por lámparas LED, lo cual disminuye considerablemente la potencia instalada de iluminación lo que también representa un ahorro económico y energético significativo.

Además al analizar los diagramas de carga pudo comprobarse que se realizaban trabajos de mantenimiento en los talleres de la planta en horas punta HP (18:00 a 21:00), lo cual también incrementa el costo de la energía eléctrica, ya que en el turno de mañana hacían labores de campo y en el turno tarde labores en el taller, se les propuso que inviertan en la medida de lo posible estas labores, para utilizar el taller en horas de la mañana que son horas fuera de punta, horas en la cual la energía eléctrica es más económica.

Con todo ello se logró optimizar el gasto energético y económico de la empresa con una inversión mínima.

**Palabras claves:** Eficiencia Tarifaria - Sistema Eléctrico



## ABSTRACT

It is known that one of the factors in the development of the industry is to optimize the costs of the production process, which covers three large areas, water, fuel and electricity, to have adequate control of the treatment and operation thereof, Will guarantee lower costs of the productive process. This thesis has been carried out a study of the energy consumption of an industrial plant, in order to propose proposals for energy saving and adequate tariff management, which allow an economic and energy saving for the company, a review has been made to the existing theoretical and normative concepts Which was presented in Chapter 2.

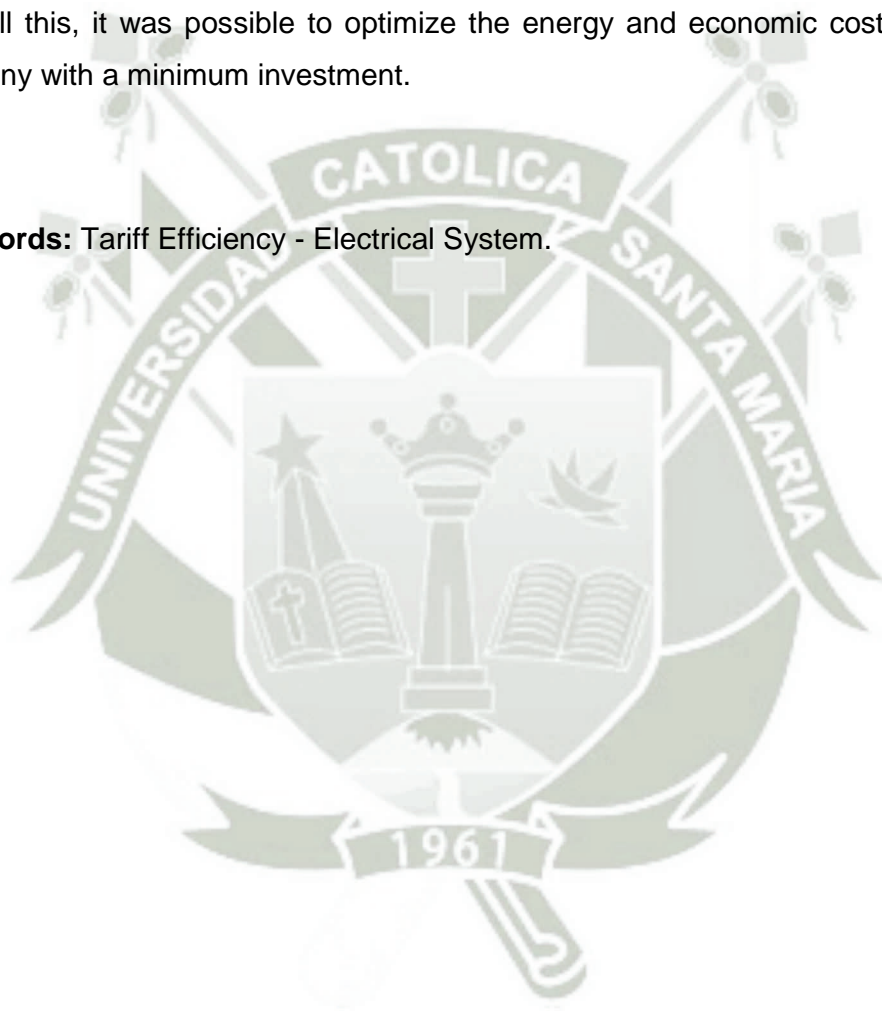
Then, to do this study, the information of the light receipts of the last six months was reviewed, in addition a portable network analyzer was installed in the electrical substation, in the general board for five days, to analyze the consumption load diagram of The company ROTTCHAA SERVICES EIRL that had an electric supply, in average tension MT2, of 10KV.

This supply is number 3825 of the Company: Electro Sur Este, with contracted power of 60 KW, the data analyzed and the load tables are presented in chapter 3 and in the annexes, according to historical data and measurements The change of tariff to MT4 was determined, with a significant saving that is presented in chapter 4, in addition, the installed power and maximum demand of the most representative circuits were determined as the lighting circuits in which it was possible to verify the existence of Fluorescent lamps of low luminous efficiency, reason why it is proposed the replacement of these lamps of 36W and its equipment of starter by LED lamps, which diminishes considerably the installed power of illumination which also represents a significant economic and energetic saving.

In addition, when analyzing the load diagrams, it was verified that maintenance work was carried out in the plant workshops at HP peak hours (18:00 to 21:00), which also increases the cost of electric power, since in the Shift in the morning were fieldwork and in the afternoon shift work in the workshop, they were proposed to invest as much as possible these tasks, to use the workshop in the morning hours that are hours off peak, hours in the Which electrical energy is more economical.

With all this, it was possible to optimize the energy and economic cost of the company with a minimum investment.

**Key words:** Tariff Efficiency - Electrical System.



# CAPÍTULO I:

## GENERALIDADES

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico peruano está compuesto principalmente por un sistema de generación eléctrica que está conformada por centrales de base y centrales de punta, que contribuyen a la formación de los precios unitarios que se facturan y nos facturan como clientes finales. Debido a que nuestras centrales de base (Hidráulicas) no cubren la totalidad de la demanda eléctrica del país en las denominadas horas punta HP (18:00 a 23:00 horas), esta es cubierta por centrales de punta (Térmicas), razón por la cual los precios unitarios de la energía activa en horas punta HP y fuera de punta HFP pueden tener diferencias entre el 123% al 793%, dependiendo de qué tarifa horaria pueda optar cliente final, por lo que es importante optimizar los costos de facturación por consumo eléctrico, es decir seleccionar la tarifa más acorde al proceso productivo o consumo energético.

Esta diferenciación de costos en la tarifa en las horas punta y fuera de punta, es desconocida en la mayoría de las pequeñas empresas y microempresas en el Perú o diferentes tipos de usuarios, los cuales gastan montos excesivos y generalmente no justificados en pagos de energía eléctrica, y los únicos con beneficios sobre esta mala elección tarifaria son las empresas de distribución eléctricas (SEAL, Luz del Sur, Electro Sur Este, etc.).

Esta mala elección tarifaria junto con otros problemas en las empresas como un alto consumo de potencia reactiva, o equipos de iluminación mal seleccionados hacen que los costos de energía eléctrica sean elevados, lo que se busca que esta tesis es hacer una evaluación de estos aspectos

importantes en una empresa para poder proponer el cambio de tarifa más adecuado a los procesos y tipología de su consumo eléctrico, y disminuir el consumo de potencia reactiva, y optimizar el sistema de iluminación. Estos cambios requieren una inversión mínima y sin embargo el ahorro energético y económico son importantes.

Para esto se propone realizar un estudio del consumo energético de una planta industrial, para plantear propuestas de ahorro energético y gestión tarifaria adecuada que permitan un ahorro para dicha empresa.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

- Realizar un estudio del consumo energético de una planta industrial, para plantear propuestas de ahorro energético y gestión tarifaria adecuada.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Presentar los fundamentos teóricos y normativos del ahorro energético y gestión tarifaria.
- Presentar un ejemplo práctico de la aplicación de los conceptos de ahorro energético
- Analizar la opción tarifaria más óptima, de acuerdo a sus diagramas de carga.
- Buscar un acercamiento entre la Universidad y el Sector Empresarial, fomentando la aplicación de la ingeniería eléctrica basada en la Normativa, con las recomendaciones obtenidas con dicho estudio.

### 1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES

#### 1.3.1. Alcances

El alcance de la presente investigación es realizar un estudio del consumo energético de una planta industrial, para plantear propuestas de ahorro energético y gestión tarifaria adecuada, la orientación que va a tener la presente tesis es hacia el ahorro energético eléctrico.

Si bien se tiene una abundante información técnica acerca del ahorro energético, se ha procurado organizar la información de manera adecuada y sobre todo dar un ejemplo práctico de aplicación real en el cual se pueda comprobar el gran ahorro económico y energético que se pueden obtener con la aplicación de tarifas adecuadas al proceso productivo.

#### 1.3.2. Limitaciones

Para realizar un estudio más detallado se alquiló un equipo analizador de redes eléctricas portátil por cinco días para la toma de datos del local, hubiera sido mucho mejor instalarlo por un mes, pero el costo no permitió instalarlo por más tiempo.

No se pudo obtener registros de consumo anteriores a los seis meses, ni planos detallados de las instalaciones ya que hubo cambios administrativos y se traspapeló varios documentos importantes.

Falta de capacitación al personal técnico y administrativo en el ahorro energético, ya que no consideraban importante este tipo de estudio.

#### 1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

El costo de energía eléctrica es significativa sobre todo en las horas punta, como ya se explicó, por lo que la selección de la tarifa más adecuada al tipo de empresa es importante porque puede permitirnos ahorros de energía con el solo cambio de una tarifa a otra, además si se trata de disminuir el consumo de potencia reactiva que también tiene un costo en las tarifas eléctricas implicaría un ahorro de dinero inmediatamente, y adicionalmente si se busca la mejor manera de disminuir la potencia instalada sin afectar el desempeño de la empresa estaríamos ahorrando energía y dinero. Además, la disminución de costos operativos de la empresa puede permitirle disminuir los costos de sus productos finales tanto como los servicios que brinda.

Además, un mejor uso de los recursos energéticos es importante no solo para la empresa sino para la sociedad, porque significa menos contaminación.



## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. ALCANCES DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO

En 1992, cuando se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas <sup>1</sup>, el Perú registraba uno de los más bajos índices de electrificación en las naciones americanas: apenas 48,4 por ciento. Esta cifra ponía en evidencia que más de la mitad de peruanos carecía de servicios eléctricos y estaba marginada de toda forma de vida moderna.

Esta presentación hace una rápida revisión de los problemas del sistema, anterior al año 1992, para facilitar la comprensión de las orientaciones de política y las características del funcionamiento del marco regulatorio que nace con la Ley de Concesiones Eléctricas, sin pretender explicar el bajo índice del coeficiente de electrificación nacional.

De manera resumida puede decirse que el sistema anterior carecía de sostenibilidad y transparencia. En la década de los ochenta, y de modo específico en su último lustro, el ritmo de las inversiones en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica no guardó relación con la velocidad de crecimiento de la población, lo que determinó que la brecha entre la población que contaba con servicios eléctricos y aquella que carecía de los mismos fuese cada vez más grande, con un marcado impacto negativo en el desarrollo económico nacional. La tendencia creciente de la población desatendida constituía una barrera infranqueable para las aspiraciones de desarrollo de los sectores menos favorecidos de las zonas rurales y de las áreas urbano marginales.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> D.L. 25844 de 19 de noviembre de 1992, reglamentado por el D.S. 009-93-EM.

<sup>2</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) Marzo 1998

El clima de inseguridad que generó la violencia subversiva fue, sin duda, uno de los factores principales que desalentó las inversiones en todos los sectores económicos del país. La destrucción cotidiana de la infraestructura eléctrica y de otras partes vitales de la nación, por acción del terrorismo, acrecentó el “riesgo-país”. Pero, junto a la violencia política, intervinieron también otros factores que desalentaron las inversiones y agudizaron la escasez de los recursos demandados por el sector para mantener su operatividad. La exclusión del Perú del contexto económico internacional, como consecuencia del no pago de la deuda externa y la intervención de la banca privada, destaca entre estas circunstancias. Del mismo modo, la preeminencia de criterios políticos en el manejo de las tarifas eléctricas hizo también su parte en la conformación y funcionamiento del modelo anterior. Razones de conveniencia o falso sentido de sensibilidad social hicieron que los cálculos técnicos fueran finalmente sustituidos por niveles tarifarios deliberadamente inferiores a los costos reales de los servicios eléctricos. Esto explica, en parte, las gruesas pérdidas que de modo sistemático registraron las empresas del sector. La principal consecuencia de este manejo fue la ausencia de recursos para expandir la frontera eléctrica y mejorar la calidad de los servicios existentes.<sup>3</sup>

La aplicación de esta política alcanzó envergadura nacional y, en la práctica, lo único que hizo fue alentar el consumo ineficiente de la electricidad por parte de los usuarios. Si se tiene en cuenta que la mínima expansión de la frontera eléctrica se orientó principalmente a las zonas residenciales de Lima y otras ciudades importantes del país, es fácil comprender que esta política perjudicó a los sectores productivos y lo que representan en términos de generación de empleo y de riqueza. Pero, como se ha mencionado anteriormente, las pérdidas registradas por las empresas públicas del sector eléctrico no sólo se explican por la aplicación de tarifas que no reflejaban el costo del servicio, en términos de

---

<sup>3</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) Marzo 1998

eficiencia, sino también por el deficiente manejo administrativo que estas tarifas trajeron consigo. La ausencia de tarifas técnicamente establecidas hizo que carezca de importancia el control de los costos y gastos de las empresas eléctricas. La frondosidad burocrática fue una manifestación lógica de esta gestión. El cambio en el sector ha significado también el incremento de la eficiencia de los trabajadores. Entre los años 1990 y 1997 el indicador de clientes por trabajador se incrementó de 120 a 450.

Este comportamiento empresarial y las orientaciones de política del modelo económico anterior marginaron al sector privado y no tomó en cuenta las posibilidades de su aporte al desarrollo eléctrico nacional. De esta manera se cerró las puertas a la inversión privada y se minimizó la importancia de la innovación tecnológica, la utilización racional de recursos y la búsqueda de eficiencia y competitividad.

Retrotraer al presente las variables macroeconómicas de aquel momento, como las magnitudes de la inflación, el déficit fiscal y la deuda externa, para citar unas pocas, no hace más que justificar la emergencia de las medidas emprendidas por la administración del Estado, para hacer posible un proceso de desarrollo económico y social sostenible. El cambio en el sector eléctrico peruano tiene en la Ley de Concesiones Eléctricas su hito más importante. Dentro de su marco normativo se materializa la reestructuración del sector eléctrico nacional para modernizar su funcionamiento y dar coherencia al tejido de relaciones económicas de las empresas y de éstas con los usuarios a través de una señal tarifaria eficiente.<sup>4</sup>

Sin embargo, como todo acto humano, la Ley de Concesiones Eléctricas no es perfecta. Aunque la experiencia de su aplicación en estos cinco años puede calificarse de exitosa, es claro también que existen áreas que requieren perfeccionamiento para alcanzar un funcionamiento más eficaz del sistema. La creación de un marco operativo de mayor competencia y

---

<sup>4</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) Marzo 1998

la búsqueda de un equilibrio adecuado entre las señales de precios de mercado y precios regulados deberían servir de orientación para este perfeccionamiento. Los alcances de la Ley de Concesiones Eléctricas y, de modo especial, los aspectos regulatorios de las tarifas eléctricas son los temas centrales de la presente publicación, cuya mayor aspiración es contribuir al desempeño eficiente de todos los agentes que intervienen en el sector eléctrico peruano.<sup>5</sup>

## 2.2. GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

### 2.2.1. Generación

“En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador eléctrico; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Desde que se descubrió la corriente alterna y la forma de producirla en los alternadores, se ha llevado a cabo una inmensa actividad tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos los lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución. Sin embargo, el aprovechamiento ha sido y sigue siendo muy desigual en todo el planeta. Así, los países industrializados o del primer mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, mientras que los países en vías de desarrollo apenas disfrutan de sus ventajas. La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan:

---

<sup>5</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano, Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)

tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que está planificado que sean utilizados; se consideran de base la nuclear y la eólica, de valle la termoeléctrica de combustibles fósiles, y de pico la hidroeléctrica principalmente (los combustibles fósiles y la hidroeléctrica también pueden usarse como base si es necesario). Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en químicas cuando se utilizan plantas de radioactividad, que generan energía eléctrica con el contacto de esta, termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas, nucleares y solares termoeléctricas), hidroeléctricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar: mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los dos primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador de corriente, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.”<sup>6</sup>

### 2.2.2. Transmisión

“En el Perú, la transmisión de energía eléctrica se efectúa mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS. AA.), ambos sistemas reúnen un total de 20 585 km de líneas de transmisión, con niveles de tensión superiores a 30 kV. Así mismo el

---

<sup>6</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n\\_de\\_energ%C3%ADa\\_el%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica)

Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por líneas del sistema garantizado y complementario de transmisión<sup>1</sup>, así como líneas del sistema principal y secundario de transmisión<sup>2</sup>. En este orden a fines del año 2013, el SEIN registró 20 536 km de líneas de transmisión, de las cuales 15% pertenecen al sistema garantizado<sup>3</sup>, 10 % al complementario, 11 % al principal y 64% al sistema secundario de transmisión; estas líneas transportaron energía eléctrica para el norte, centro y sur del país. Por otro lado, los SS. AA. contaron con 49 km de líneas de transmisión. Las empresas concesionarias que desarrollan como actividad principal la transmisión eléctrica, son: Red de Energía del Perú S.A. (REP S.A.) que dispone de 4 949 km (24% del total nacional); Consorcio Transmantaro S.A. (9%), Abengoa Transmisión Norte S.A. (5%), Red Eléctrica del Sur.S.A., Eteselva S.R.L., Interconexión Eléctrica ISA Perú, Consorcio Energético Huancavelica y Etenorte E.I.R.L. con 2%, totalizando una longitud de 9 638 km de líneas (47% del total nacional) para este grupo. Las otras empresas del mercado eléctrico (generadoras y distribuidoras) así como empresas que generan energía para uso propio, disponen de 10 947 km de líneas (53% del total nacional) en diversos niveles de tensión”.<sup>7</sup>

### 2.2.3. Distribución

“La empresas generadoras y distribuidoras atendieron a fines de 2010 a 5 170 896 usuarios finales, 6,0% mayor a los usuarios atendidos por las empresas en el mismo periodo del año 2009. Del total de usuarios, 5 170 638 son clientes regulados y 258 clientes libres, y de éstos últimos, 118 son atendidos por las empresas generadoras. En el año 2010, la energía eléctrica comercializada alcanzó los 29 436 GW.h y el 62% de ésta fue distribuida por 25 empresas distribuidoras y el 38% por 18 empresas generadoras; las ventas totales aumentaron 8,7% respecto del año 2009.

Las generadoras comercializaron a sus clientes libres 11 241 GW.h, lo que representa un incremento del 11% con relación al año anterior. Del

---

<sup>7</sup> <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%204%20Transmision%20de%20energia%20electronica%202013.pdf>

mismo modo, las distribuidoras vendieron 18 195 GW.h, 7% más que el año 2009. La energía eléctrica total al cierre del año 2010 se distribuyó de acuerdo a los niveles de tensión requeridos según la siguiente estructura: en MAT (28%), AT (5%), MT (31%) y BT (36%). La venta a cliente final por sectores económicos de consumo tuvo la siguiente distribución: 56% Industrial, 18% Comercial, 24% Residencial y 2% Alumbrado Público. Asimismo, los consumos de energía para las actividades económicas como manufactura y minería fueron: 8 175,6 GW.h (28%) y 7 468,5 GW.h (25%) respectivamente, cuyos porcentajes se refieren a la participación determinada respecto a las ventas totales a cliente final. Las principales empresas eléctricas que destacaron por las ventas efectuadas a sus clientes finales respecto del total nacional fueron: Luz del Sur (20%), Edelnor (19%), Enersur (9%), Electroperú (7%), Edegel (7%), Hidrandina (5%), Kallpa y Enosa (3%), entre otras”.<sup>8</sup>

### 2.3. MARCO REGULATORIO DEL PERÚ

“En la organización de la industria eléctrica, la existencia de más de una empresa en la provisión del servicio es considerada económicamente eficiente en la actividad de generación. Sin embargo, ello no es posible en la transmisión y distribución. Estas actividades deben estar sujetas a regulación de precio con el fin de proteger al usuario del mercado regulado de prácticas monopólicas y para estimular la eficiencia económica. El enfoque de regulación en el Perú no ha sido ajeno al sector eléctrico. El diseño del marco regulatorio peruano para el sector eléctrico está orientado al establecimiento de un contexto de libre competencia para las actividades de generación y a la regulación de la transmisión y distribución dentro del área de concesión asignada a cada uno de los operadores.”<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap%20ADtulo5\\_%20Distribuci%20de%20Energ%20El%20A9ctrica%202010\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap%20ADtulo5_%20Distribuci%20de%20Energ%20El%20A9ctrica%202010(1).pdf)

<sup>9</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)

“La concepción del nuevo marco normativo para el sector de energía eléctrica se produjo dos años antes de iniciarse las primeras privatizaciones en el sector. La promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, de noviembre de 1992 (Decreto Ley No. 25844), reglamentada posteriormente (Decreto Supremo No. 009-93-EM), se orientó hacia la creación de un marco regulador moderno para el sector en materias tan diversas como la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores. En diciembre de 1996, se introdujeron algunas modificaciones en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento a partir de la promulgación de la Ley No. 26734, que creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinergmin).

Las instituciones que ejercen la regulación del sector eléctrico se agrupan en el denominado Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía, el cual está compuesto por las siguientes entidades:

- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinergmin), entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, perteneciente al MEM. Su misión es fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sector eléctrico y de hidrocarburos.
- La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), institución descentralizada del MEM, con autonomía técnica, funcional, económica y administrativa, encargada de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados.”<sup>10</sup>
- El Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), encargado de velar por la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la

---

<sup>10</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)

competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y otras normas de su competencia, en los sectores de electricidad e hidrocarburos.

Además, la Dirección General de Electricidad (DGE) es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuyas funciones abarcan las políticas generales del sector, así como el ámbito normativo dentro del mismo.”<sup>11</sup>

#### **2.4. METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS**

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM; la Ley N° 28832 Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, con sus Normas Complementarias; la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 025-2007-EM; la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; la Resolución OSINERGMIN N° 080—2012-OS/CD, Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados; entre otras normas; establecen los principios, criterios y procedimientos mediante los cuales se fijan las tarifas de electricidad. Las tarifas de electricidad comprenden los costos eficientes en que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las mismas que permiten la prestación del servicio público de electricidad.

La Ley de Concesiones Eléctricas describe las metodologías para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad, a la vez es el ente regulador encargado de fijar las tarifas mediante la aplicación de dichas tarifas.

---

<sup>11</sup> Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)

#### 2.4.1. Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Público<sup>12</sup>

Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del distribuidor. (Tarifas en barra).

Las tarifas en barra y sus fórmulas de reajuste son fijadas anualmente por OSINERGMIN y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Para lo cual el subcomité de generadores y transmisores, efectúan los cálculos correspondientes, en la actividad que corresponda.

Para lo cual se proyecta la demanda para los próximos 24 meses y se determina un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, se determina el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, las series hidrológicas históricas, los embalses y los costos de combustible.

Se calcula los costos marginales de corto plazo esperados de energía del sistema, para los bloques horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, se determina el precio básico de la energía por bloques horarios, como un promedio de los costos marginales antes calculados, y la demanda actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.

Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, a la vez se determina el precio básico de la potencia de punta.

---

<sup>12</sup>Optimización de costos en la facturación eléctrica Aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una Correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de Concesiones eléctricas y su reglamento, tesis

Se calcula para cada una de las barras del sistema, un factor de pérdidas un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Finalmente se determina el precio de la potencia de punta en barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al precio básico de la potencia de punta los valores unitarios del peaje de transmisión y el peaje por conexión. También se calcula el precio de energía en barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el precio básico de la energía nodal correspondiente a cada bloque horario por el respectivo factor nodal de energía. (Los factores nodales de energía se calculan considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión). En las barras del sistema secundario de transmisión el precio incluirá el peaje correspondiente de dicho sistema.

El subcomité de generadores y transmisores presentará al OSINERGMIN los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de precios en barra, que explique y que justifique lo siguiente:

La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio, el programa de obras de generación y transmisión, los costos de combustibles, costos de racionamiento, la tasa de actualización utilizada en los cálculos, costos marginales, precios básicos de la potencia de punta y de la energía, factores nodales de energía, el costo total de transmisión considerado, los valores resultantes para los precios en barra y la fórmula de reajuste propuesta.

#### **2.4.2. Precios Máximos de Transmisión<sup>13</sup>**

El Ministerio de Energía y Minas define el sistema principal y los sistemas secundarios de transmisión en cada sistema interconectado. El sistema principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema, mientras que los sistemas secundarios

---

<sup>13</sup> Optimización de costos en la facturación eléctrica Aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una Correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de Concesiones eléctricas y su reglamento, tesis

permiten a los generadores conectarse al sistema principal a comercializar potencia y energía en cualquier barra de éstos sistemas.

Los generadores conectados al sistema principal, abonon mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el costo total de transmisión, el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La compensación se abona separadamente a través de dos conceptos denominados ingresos tarifarios y peaje por conexión. Donde el ingreso tarifario será calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, sin incluir el peaje respectivo. El peaje por conexión es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. El peaje por conexión unitario es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario.

#### **2.4.3. Precios Máximos de Distribución<sup>14</sup>**

Las tarifas máximas a usuarios regulados, comprenden los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el valor agregado de distribución (VAD).

### **2.5. DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS<sup>15</sup>**

En su diseño se ha tomado en cuenta el sistema de medición para cada alternativa y no el uso de dicha energía, por lo que no se diferencia explícitamente entre tarifas industriales, comerciales, uso general, etc.

Cuatro variables definen las opciones tarifarias:

- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario fuera de punta.

---

<sup>14</sup> Optimización de costos en la facturación eléctrica Aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una Correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de Concesiones eléctricas y su reglamento, tesis

<sup>15</sup> “Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en media tensión” enero, 2011

- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario fuera de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario de punta.

La potencia representa la capacidad que se requiere para cubrir la máxima demanda posible de energía en el sistema, mientras que la energía se define como la cantidad de electricidad que efectivamente se llega a consumir en un período de tiempo.

De esta manera, las opciones tarifarias vigentes en la actualidad pueden observarse en el siguiente ítem. Al respecto cabe señalar que para las opciones 1E y/o 1P, el pago por potencia y por energía se calcula mediante un costo promedio del uso de la potencia y la energía en períodos de punta y fuera de punta en función a la tipología de consumo establecida para cada cliente. En el caso de las opciones 2E y/o 2P el pago por potencia y por energía se calcula en función a una medición diferenciada en ambos horarios.

Estas opciones tarifarias sólo se diferencian entre sí por el nivel de tensión y el sistema de medida. El objetivo es que las tarifas reflejen de la forma más real posible el costo económico asociado al uso por parte de los clientes de los recursos involucrados a nivel de generación, transmisión y distribución. Este beneficio no es únicamente para el cliente sino también para la empresa distribuidora y generadora al aprovechar mejor su inversión mediante una mejor asignación de los recursos disponibles.

Así, debido a que los costos por energía y por potencia son diferentes dependiendo de su hora de demanda, el sistema de medición más exacto es aquel que es capaz de diferenciar el pago por consumo de energía y por potencia en horas fuera de punta y dentro de punta. Las opciones

tarifarias que miden estas cuatro variables están representadas por las opciones denominadas BT2 para el caso de baja tensión y MT2 para el caso de media tensión. Ellas son capaces de distinguir la diferencia en costos y tarifas que ambos horarios implican.

Para el caso de opciones tarifarias distintas a las BT2 y MT2, si bien las empresas pueden tener consumos de energía y requerimientos de potencia en ambos horarios, ellos se encuentran segmentados hacia uno de los horarios. De esta manera, en todos aquellos casos en que la opción tarifaria no distingue entre horarios fuera de punta y dentro de punta, las empresas de distribución asignan un precio promedio en función de esta segmentación. Así, estas opciones tarifarias consideran cargos promedios de energía y potencia según una tipología promedio de consumo.

Entonces, si existe una sola opción técnica y económicamente eficiente. El actual sistema tarifario fue establecido en el año 1993. La razón por la cual la CTE decidió considerar las demás opciones tarifarias es que en esa época la tecnología para la medición de las opciones MT2 y BT2 era escasa y por lo tanto de alto costo. Así, mientras en esa época el costo promedio de un medidor electrónico era de entre U\$3 000 y U\$4 000, hoy en día es de alrededor de U\$900. Además, el proceso de estabilización económica, aún en camino, en ese año hacía más difícil que las empresas pudieran asumir el pago por este concepto. Por ello la CTE decidió establecer esta diversidad de opciones tarifarias acordes con la tecnología de medición disponible en ese momento.

No obstante, en la actualidad estos inconvenientes se han superado. El costo de la medición ha bajado debido a que hoy se dispone de medidores electrónicos que registran con exactitud el uso de energía y a los que pueden acceder más clientes. Además, las diferencias entre el costo de la potencia y de la energía en opciones tarifaria como MT2 son muy significativas, lo que crea incentivos para que los clientes hagan un

uso más racional de la energía y, por ende paguen un monto menor por su facturación de energía eléctrica.

Además de la elección de estas opciones, el cliente puede decidir según cuál de las siguientes dos modalidades se realizarán la facturación de la potencia requerida. Las dos modalidades existentes son:

### **Potencia contratada**

Cada cliente puede solicitar a la empresa distribuidora que le garantice un nivel de potencia contratada máximo durante el año de vigencia de cada opción tarifaria. La responsabilidad de las empresas distribuidoras se limita a este nivel máximo contratado. El nivel de potencia contratada se factura en forma constante para todos los meses.

Alternativamente, el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de la máxima. En tal caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador, especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente.

### **Potencia variable**

Según esta modalidad la potencia por facturar se determina como el promedio de las dos mayores demandas de los últimos doce meses. Así, con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un período anual móvil.

## **2.6. OPCIONES TARIFARIAS<sup>16</sup>**

El sistema tarifario peruano está normado y regulado por el Osinerg, quien mejora y revisa las condiciones de aplicación cada 4 años y define las condiciones generales, donde se establece lo siguiente:

- El usuario tiene derecho a elegir la opción tarifaria que más se adecue a sus requerimientos.

---

<sup>16</sup> “Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en media tensión” enero, 2011

- La empresa distribuidora está obligada a aceptar la elección tarifaria seleccionada por el usuario, la cual tiene vigencia de un año, vencido el plazo el cliente puede solicitar el cambio de opción tarifaria y puede variar la potencia contratada.
- Las opciones tarifarias tienen en cuenta el sistema de medición y contratación de potencia.
- La calificación de clientes es mensual y se actualiza automáticamente.

Se cuenta con opciones tarifarias en baja 2 y media<sup>3</sup> tensión la elección de cada una de éstas dependerá del nivel de tensión a la que se encuentre conectado el suministro. Las tarifas en baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5A, BT6, BT7) se aplican para potencias contratadas menores a 100 kW, superior a esta potencia se podrá optar por una tarifa en media tensión (MT2, MT3, MT4). Para el caso de las pequeñas Empresas y Microempresa (potencia contratada inferior a 60 kW) son aplicables las tarifas BT5A, BT2, BT3 y BT4.

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son las siguientes:<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final "

Media Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
<b>MT2</b>	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. g) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>MT3</b>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable.</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>MT4</b>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes.</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.</p>

Baja Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta  Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes  Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable  Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)  Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes  Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable  Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E)  Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.
BT5B	Medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C	Alumbrado Público, medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P)  Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.

Baja Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica  Medición de Energía Activa	a) Cargo por energía activa.

## 2.7. GESTIÓN TARIFARIA

La gestión tarifaria eléctrica es el conjunto de medidas que sirven para poder realizar una adecuada gestión en los costos por consumo de energía y potencia eléctrica.

Todos estos conjuntos de procesos se llevan a cabo durante toda la vida útil del sistema eléctrico de utilización. Teniendo una adecuada gestión energética pero una mala gestión tarifaria se puede perder mucho dinero, ya que por puntos como una mala selección de la tarifa o un error en la medición de los parámetros eléctricos los costos se puede variar enormemente el pago por consumo de energía eléctrica consumiendo una misma cantidad de energía.

Para poder realizar una adecuada gestión tarifaria eléctrica se debe considerar los siguientes puntos:

- Evaluación de la correcta facturación.
- Evaluación del contrato de energía eléctrica.
- Gestión de los consumos de energía y de potencia.

Estos tres puntos se estudiarán a continuación.

### 2.7.1. Evaluación de la correcta facturación<sup>18</sup>

Aunque la evaluación de la correcta facturación no brinda un ahorro económico, si puede evitar un pago incorrecto y por ende no deseable. Los pasos a seguir son los siguientes:

- **Verificar el factor de medición presentado en el recibo de energía eléctrica corresponde a los factores de conversión de los instrumentos de medición utilizados.** Se debe verificar en el caso de las mediciones de baja tensión que la relación de transformación de los transformadores de corriente y en el caso de las mediciones en

---

<sup>18</sup> Ahorro energético en el sistema eléctrico de la Universidad de Piura – Campus Piura, tesis 2011

media tensión de los trafomix (transformadores mixtos de tensión y corriente) presentan relaciones de transformación que corresponden al factor de medición indicado en el recibo de energía eléctrica.

- **Contrastar las lecturas del medidor de la empresa suministradora de energía eléctrica.** Para esto se deberá hacer uso de otro medidor instalado por el usuario previamente contrastado y certificado. Debido a que usualmente la medición para grandes usuarios se hace mediante el uso de trafomix y el costo de uno de éstos es elevado, se recomienda realizar la medición en baja tensión y considerar un 2.5% adicional por las pérdidas en el transformador. Realizar el cálculo de la facturación de manera manual. De esta manera se pueda contrastar con lo indicado por la empresa suministradora de energía eléctrica. Para esto, se debe de utilizar los costos unitarios indicados por OSINERGMIN en su página web. En caso haya error en la facturación realizar el reclamo respectivo.

### 2.7.2. Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica<sup>19</sup>

La evaluación del contrato de energía eléctrica es un punto sumamente importante. Este contrato define los costos de energía y potencia en las diferentes horas y estaciones del año y las cláusulas respectivas con las que se puede gestionar la energía con la finalidad de presentar un menor costo. Una mala gestión del contrato de energía eléctrica puede traer consigo el tener que cubrir costos de energía eléctrica altos pudiendo no haber sido así si se hubiese realizado una buena gestión.

Los puntos a tener en cuenta a la hora de evaluar el contrato de energía eléctrica son los siguientes:

- El tipo de usuario.
- La tensión de suministro.
- La tarifa a acogerse (en caso de ser un Usuario Regulado).

---

<sup>19</sup> Ahorro energético en el sistema eléctrico de la Universidad de Piura – Campus Piura, tesis 2011

### a) Tipo de usuario

Existen dos tipos de usuarios en el Perú según el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad: Usuario Libre y Usuario Regulado. Dicho reglamento fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 022-2009-EM y publicado en el Diario oficial El Peruano el 16 de abril del 2009 y entró en vigencia a partir del 17 de abril del 2009. Cada uno de los usuarios es definido en el artículo 1 del Reglamento de Usuarios Libres de la siguiente manera:

- **Usuario Libre:** usuario conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional no sujeto a regulación de precios por la energía o potencia que consume.
- **Usuario Regulado:** usuario sujeto a regulación de precio por la energía o potencia que consume.

La condición de Usuario Libre o Usuario Regulado se detalla en el artículo 3 (Rango de Máxima Demanda) del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, el cual se reproduce a continuación:

- En concordancia con el artículo 2 del Reglamento de la Ley de las Concesiones Eléctricas, los usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200kW tienen la condición de Usuario Regulado.
- Los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 200kW hasta 2500kW tiene derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo con los requisitos y condiciones establecidos en el reglamento.
- Los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2500kW tienen la condición de Usuario Libre.

Las variables a tomar en cuenta en el pago de energía eléctrica en el caso de Usuarios Libres son determinadas en el contrato de energía eléctrica que realiza el Usuario Libre con la empresa generadora de energía eléctrica.

En el caso de los Usuarios Regulados, los diferentes conceptos y sus respectivos costos unitarios son determinados por el OSINERGMIN y son publicados en los pliegos tarifarios presentados en la página web del OSINERGMIN estos pliegos tarifarios presentan diferentes precios unitarios por zonas geográficas y fechas de vigencia.

No existe un modelo exacto de un tipo de contrato entre un Usuario libre y una empresa generadora ya que estos tienen muchas variaciones entre los diferentes clientes, los cuales se llevan a cabo en las negociaciones respectivas. Debido a que para que un usuario sea considerado Usuario Libre, se debe tener una máxima demanda anual mayor a 2500kW, la compra de esta energía eléctrica se realiza en media o alta tensión, ya que en baja tensión sería muy caro poder suministrar dicha cantidad de energía eléctrica.

#### **b) Tensión de suministro de energía eléctrica**

Para el suministro de energía eléctrica, dependiendo de las redes de distribución aledañas al predio se pueden contemplar un suministro eléctrico en los siguientes rangos:

**En baja tensión BT (hasta 1kV).** Cuando se tiene un consumo de energía eléctrica bajo y se encuentra una red de distribución secundaria cerca se opta por el suministro en baja tensión. Estos clientes son Usuarios Regulados y están dentro de las tarifas BT. Caso típico es el de una vivienda unifamiliar. Si bien los costos de los Usuarios regulados dentro de las tarifas MT son más bajas, el costo de inversión es alto y el proyecto no sería económicamente rentable.

**En media tensión MT (desde 1kV hasta 30kV).** Cuando se tiene un consumo de energía eléctrica mediano o alto y/o el punto de alimentación es alejado se opta por el suministro en media tensión. Estos clientes usualmente son usuarios regulados y se encuentran dentro de las tarifas MT. En este caso se tiene que realizar un costo de inversión por la construcción de la red de distribución primaria y de la SED, pero este proyecto resulta rentable en el tiempo ya que los costos de mantenimiento y de consumo son mucho más bajos que si se suministrara energía eléctrica en baja tensión. Como ejemplo se tiene el caso de un local, de una universidad, de un fundo en el campo, de una pequeña planta de harina, etc.

**En alta tensión AT (desde 30kV hasta 60kV).** Cuando se trata de un usuario con un gran consumo de energía, como el caso de las grandes plantas industriales que consumen potencia activa en el rango de los MW se opta por el suministro en alta tensión. Estos clientes son clientes libres ya que como clientes regulados tan solo se contemplan tensiones de suministro hasta de media tensión. Como ejemplo se tiene las empresas Agrícola del Chira y Textil Piura, empresas ubicadas en la región Piura y el resto de mineras ubicadas en el Perú.

**En muy alta tensión MAT (arriba de 60kV).** Cuando se trata de un usuario con un consumo de energía muy elevado, decenas de MW, siendo el caso principal el de las plantas mineras se opta por el suministro en muy alta tensión. Estos clientes son clientes libres ya que como clientes regulados tan solo se contemplan tensiones de suministro hasta de media tensión.

Como criterio general se tiene que siempre la compra de energía eléctrica es más barata en cuando mayor sea el nivel de tensión en el que se adquiere.

### c) Tarifa a acogerse (en caso de ser un usuario regulado)

Esta parte corresponde solo si el cliente es un Usuario Regulado. En este caso se tiene diferentes alternativas de elección, dependiendo si el suministro está en baja tensión o media tensión.

En baja tensión se tienen 8 tarifas: BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C, BT6, y BT7 mientras que en media tensión se tienen 3 tarifas: MT2, MT3 y MT4.

Cada tarifa tiene diferentes costos unitarios y formas de cuantificar los siguientes parámetros eléctricos: energía activa, energía reactiva y potencia activa.

Dentro de la actividad de ingeniería las tarifas que más se analizan son las MT ya que corresponden a consumos energéticos mayores, a continuación se procederá a explicar la forma de poder seleccionar de manera adecuada la tarifa eléctrica en diversos escenarios:

- 1) **En el caso se quiera verificar la buena elección de la tarifa eléctrica y en todo caso plantear un cambio de la misma:** en este caso se tienen datos históricos de los consumos energéticos y de potencia del suministro eléctrico mediante los cuales se pueden realizar simulaciones de facturación con cada una de las tarifas y elegir la tarifa que a lo largo del tiempo hubiera presentado menor facturación.
- 2) **En el caso se quiera seleccionar una tarifa para un nuevo suministro eléctrico y se conoce el consumo energético y de potencia que se tendría durante las horas punta y las horas fuera de punta de manera cuantificada:** en este caso se recomienda realizar una simulación de facturación para las diferentes tarifas, seleccionando la que tiene menor costo. Una vez ejecutado el proyecto evaluar a lo largo del tiempo si esta elección fue la correcta y si no fuera así proceder al cambio.

3) En el caso se quiera seleccionar una tarifa para un nuevo suministro eléctrico y no se tiene cuantificado el consumo de energía y de potencia que se tendría durante las horas punta y las horas fuera de punta: este es el caso más común, para este caso se pueden seguir dos caminos:

**Aº.** Seleccionar la tarifa que otros sistemas de utilización similares han seleccionado para sí (evaluando si estos suministros tienen la mejor tarifa). Una vez realizado el proyecto se deberá verificar la correcta selección y sino proceder al cambio.

**Bº.** En caso no se disponga de la información de otros sistemas de utilización pero se tiene una idea de los consumos de energía a consumir durante las horas punta y las horas fuera de punta se deberá proceder siguiendo la tabla la cual se muestra a continuación.

**Tabla Nº 1:** Tarifas recomendadas dependiendo de la cantidad de energía activa en hora punta (EAHP) y energía activa fuera de hora punta (EAFP) a consumir

EAHP/EAFP	Tarifa recomendada
< 0,21	MT2
0,21 x 0,38	MT3
> 0,38	MT4

De la tabla anterior se concluye que cuando se tiene poco consumo de energía activa durante la hora punta se recomienda trabajar con la tarifa MT2, cuando se tiene un consumo mediano se recomienda trabajar con la tarifa MT3 y cuando se va a tener un gran consumo de recomienda trabajar con la tarifa MT4.

### 2.7.3. Evaluación de la gestión de los consumos de energía y de potencia<sup>20</sup>

La gestión de los consumos de energía y de potencia hace referencia a la manera de gestionar eficientemente los consumos de energía activa, energía reactiva y potencia activa durante el tiempo que el sistema de utilización eléctrico esté funcionando.

A continuación, se explicarán algunos conceptos, extraídos de la norma “Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final”, que se utilizan cuando un usuario es Usuario Regulado:

- a) **Hora punta (HP):** período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas durante todos los días, exceptuando los días domingo y feriados nacionales o regionales.
- b) **Hora fuera de punta (HFP):** todas las horas que no corresponden a las horas punta.
- c) **Energía activa (EA):** corresponden al valor de la energía activa en kWh consumida. Si la energía es consumida en hora punta se le conoce como Energía Activa en Hora Punta (EAHP) y si es consumida fuera de hora punta se le conoce como Energía Activa Fuera de Hora Punta (EAFHP).
- d) **Energía reactiva (ER):** corresponden al valor de la energía reactiva en kVARh consumida. En este caso no existe distinción entre la energía reactiva consumida en hora punta de la consumida fuera de la hora punta. Cabe señalar que no hay pago de energía reactiva hasta un valor en kVAR equivalente al 30% de la energía activa total consumida en el mes. Una vez superado dicho valor, se paga el exceso.
- e) **Demanda máxima:** valor de potencia activa máxima en un mes en

---

<sup>20</sup> Ahorro energético en el sistema eléctrico de la Universidad de Piura – Campus Piura, tesis 2011

kW. La demanda máxima en hora punta corresponde al valor de potencia activa máxima que se ha dado en todas las horas punta en el mes. La demanda máxima en hora fuera de punta corresponde al valor de potencia activa máxima que se ha dado en todas las horas fuera de punta en el mes. La demanda máxima es el valor de potencia activa máxima que se ha dado en un mes, tanto en hora punta como en horas fuera de punta.

- f) Potencia activa de generación (PAG):** es la potencia que se paga a las generadoras por la entrega de la potencia activa en el mes. Le corresponde al valor de la demanda máxima del cliente en el mes. Se mide en kW.
- g) Potencia activa de distribución (PAD):** es la potencia que se paga a las empresas distribuidoras por el transporte de energía eléctrica en sus redes. Corresponde al promedio de las dos demandas máximas del cliente durante los últimos 6 meses, contando el mes en facturación. Se mide en kW.
- h) Factor de calificación (FC):** es un indicador de si el cliente se encuentra trabajando predominantemente en hora punta o en hora fuera de punta. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{\text{EA HPmes}}{\text{M.D.leída mes} \times \# \text{HP mes}}$$

Un cliente es calificado como Cliente en Punta si su FC es  $\geq 0.5$  y como Cliente Fuera de Punta si su  $FC < 0.5$

La gestión de los consumos de energía y de la potencia merece un estudio minucioso dependiendo de la tarifa que se ha elegido y del tipo de carga con la que se trabaja. De manera general se busca obtener lo siguiente:

Ñ **La demanda máxima sea la menor posible.** Para lograr esto es importante coordinar el encendido de cargas, estando preestablecido los momentos en los que se deba encender dichas cargas. Además, se recomienda constante monitoreo on-line de la demanda máxima con la finalidad de evitar picos indeseables. El aumento de la demanda máxima repercute de manera perjudicial en la PAG y en la PAD ya que a mayor consumo el pago en este rubro aumenta.

Ñ **Ser calificado como cliente fuera de punta.** Para esto se busca consumir la menor cantidad de energía activa en hora punta de manera que una vez calculado el factor de calificación se tenga un valor menor a 0.50 y así ser calificado como un cliente fuera de punta. Se deberá tener en cuenta también el valor de la demanda máxima a la hora de calcular el factor de calificación ya que el decrecimiento de ésta implica un aumento en el mismo.

Para disminuir el consumo de energía activa en hora punta existen tres opciones: autogenerar energía eléctrica durante esas horas (lo cual dependiendo de la potencia y del tiempo puede ser bastante costoso), coordinar una desconexión o disminución del consumo de cargas que no necesariamente deben de trabajar durante este período o trasladar la carga que debe de trabajar durante este período a otro suministro (obviamente si esta opción es posible).

Ñ **Eliminar el exceso de energía reactiva.** Para esto se debe compensar la energía reactiva necesaria para obtener que la energía reactiva que se consume de la red eléctrica es igual o menor al 30% de la potencia activa.

## 2.8. AHORRO ENERGÉTICO

El ahorro energético es la gestión adecuada del consumo de los diferentes tipos de energía. El objetivo del ahorro energético como su mismo nombre lo dice es ahorrar energía, lo cual se puede realizar de dos

maneras: disminuyendo la potencia consumida por el utilizador o disminuir su tiempo de trabajo.

El ahorrar energía trae de manera inherente dos ventajas: disminuir la emisión de los gases de efecto invernadero y disminuir los costos por consumo de energía.

Disminución de emisión de gases de efecto invernadero: como se había mencionado antes, los gases de efecto invernadero son causados, fundamentalmente, por la emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera en la quema de combustibles fósiles y biomasa (gas natural, petróleo, combustibles, leña) en procesos industriales, transporte, y actividades domiciliarias (cocina y calefacción). Así si es que se disminuye el consumo energético se disminuirá también la emisión de dióxido de carbono y, como resultado, se desacelerará el efecto invernadero.

Disminuir los costos por consumo de energía: debido a que disminuye el consumo energético, disminuye los gastos por consumo de energía. Dependiendo de la situación y de la gestión que se realice, se puede llegar a conseguir ahorros considerables. Así mismo, debido a la actual escasez de los hidrocarburos, los costos de los mismos está aumentando trayendo consigo el aumento de los costos de la energía, por lo que el ahorro de consumo de energía es valioso cuando se cuantifica monetariamente.

El ahorro energético se aplica a los diferentes ámbitos de la vida del ser humano, desde una pequeña vivienda hasta las grandes industrias. En el caso de una industria se puede tener un gran ahorro energético si es que todos los motores eléctricos de gran potencia que trabajan casi todo el tiempo del año son cambiados por motores de alta eficiencia.

## **2.9. AUDITORIA ENERGÉTICA**

Una Auditoría Energética es un estudio técnico de una unidad (empresa, vivienda, comercio, local, etc.) para comprobar si la gestión energética

está optimizada. Esto significa que el estudio técnico explicará si se puede ahorrar en gasto energético o no. Y en caso de existir margen de ahorro explicará dónde y cómo se puede conseguir. También se pueden llamar estudios de ahorro energético o estudios de costes energéticos.

Hasta hace muy poco tiempo, el estudio detallado de los costes energéticos no era una prioridad para muchas empresas, comercios, grandes superficies o incluso viviendas, pero en los últimos años, debido al incremento considerable de los costes energéticos, en media han subido un 60%, la gestión de los recursos y consumos energéticos es un tema relevante.

En el 95% de los casos, la realización de una Auditoría Energética da como resultado un posible ahorro energético tomando una serie de medidas. Esto hace que siempre sea una buena idea realizar una Auditoría Energética independientemente del tipo o tamaño de local, vivienda o empresa. La Auditoría Energética puede contener medidas de ahorro que no suponen ningún coste (como cambiar de tarifa eléctrica) u otras medidas que suponen inversiones en nuevos equipos o instalaciones más eficientes (por ejemplo un cambio en las máquinas de aire acondicionado), pero todo esto depende esencialmente de la instalación y del consumo energético. Las medidas propuestas en las Auditorías Energéticas están basadas en aspectos de eficiencia energética y ahorro.

El objetivo de una auditoría energética es minimizar los costes energéticos sin disminuir el confort climático, mediante propuestas de ahorro y de eficiencia energética. Típicamente, cualquier Auditoría Energética presenta dos partes bien diferenciadas:

- Un estudio de la situación actual, con análisis de costes y usos
- Una identificación de las áreas, equipos o instalaciones susceptibles de mejora con una lista de posibles medidas a aplicar

Las Auditorías energéticas son realizadas por ingenieros especializados, que estudian la situación presente (consumos y necesidades) y proponen medidas de ahorro. Los costes de una Auditoría Energética son variables ya dependen del ingeniero encargado de realizarlo y de la complejidad de la instalación objeto de estudio, pero sin lugar a dudas, los ahorros obtenidos al aplicar algunas de las medidas de la Auditoría Energética compensarán holgadamente el coste en el que se ha incurrido al realizar dicha Auditoría.

Cada vez con más frecuencia en las últimas décadas, las auditorías energéticas han permitido reducir la demanda de energía, cada día más costosa, los gastos y avanzar hacia un desarrollo sostenible. Esto ha hecho que las auditorías energéticas sean cada vez más populares. Con estas auditorías se ha tratado de reducir los consumos energéticos en el sector industrial a través de Guías de ahorro y Eficiencia Energética, los programas de auditorías energéticas han demostrado su eficacia a escala mundial para mejorar el Rendimiento energético de las instalaciones industriales.

En este sector las auditorías energéticas persiguen un triple objetivo:

- Adecuar los consumos reales de la planta a los consumos nominales, garantizando un buen mantenimiento de las instalaciones.
- Reducir los consumos nominales con nuevas Tecnologías que aumenten la eficiencia del consumo energético.
- Minimizar la demanda del proceso optimizando la operación de los servicios energéticos.

## 2.10. MÉTODOS DE AHORRO DE ENERGÍA<sup>21</sup>

Los métodos de energía están basados en los siguientes aspectos:

- a) Mejora del rendimiento de los equipos.
- b) Mejora del rendimiento de la instalación eléctrica.
- c) Utilización racional de los equipos.

### 2.10.1. Mejora del rendimiento de los equipos

La mejora del rendimiento de los equipos es la forma en la que se puede realizar un ahorro energético de una manera más rápida y eficaz, realizando el mismo trabajo. La necesidad de mejora del rendimiento depende de las dimensiones de la carga y del tiempo que ésta trabaje. El tener un equipo de alta eficiencia se hace necesario cuando éste consume una gran potencia y trabaja una gran cantidad de tiempo. A continuación se presentará la forma para lograr que los equipos que funcionan en base a la electricidad presenten un mayor rendimiento:

#### a) Dimensionamiento adecuado

El dimensionamiento de los equipos que funcionan con energía eléctrica es de gran importancia cuando se busca tener una adecuada eficiencia en el equipo. Cuando un equipo trabaja a valores muy distintos a su valor nominal, tanto por encima o por debajo, presentan un rendimiento bajo.

#### b) Realizar el mantenimiento respectivo

Todo equipo, sea cual fuera su origen requiere un mantenimiento periódico. El realizar este mantenimiento no solo permite detectar posibles fallas en un futuro (mantenimiento predictivo), sino también evitar otras más que se podrían dar (mantenimiento preventivo). Así

---

<sup>21</sup> Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de concesiones eléctricas y su reglamento. Tesis 2005

mismo, el realizar el mantenimiento preventivo de un equipo aumenta sus prestaciones, incrementando así su rendimiento y su capacidad de poder trabajar a su valor nominal. La ausencia del mantenimiento ocasiona que para un mismo trabajo a realizar el equipo tenga que realizar un mayor esfuerzo y por ende un mayor consumo de energía.

**c) Utilizar equipos que tengan un mayor rendimiento**

El aumento de rendimiento de un equipo garantiza un menor consumo energético realizando un mismo trabajo. Debido a esto, se busca tener equipos con un mayor rendimiento, presentándose actualmente equipos de estas características dentro del mercado.

**d) Utilización de equipos comandados por sistemas electrónicos**

Actualmente la electrónica no solo ayuda a hacer la vida del hombre más fácil, también permite tener una reducción de consumo energético, ya que ésta optimiza el uso de la energía. Como la utilización de sistemas automáticos de control en los procesos industriales, el uso de variadores de frecuencia en los motores eléctricos, utilización de balastos electrónicos para los fluorescentes,

**e) Utilización de sistemas de gestión de consumo.**

La utilización de sistemas de gestión de consumo permite tener monitoreado el consumo de energía y potencia de un suministro eléctrico. Con el adecuado uso de éstos se puede optimizar el consumo eléctrico, llegando a actuar de manera efectiva y eficiente sobre la máxima demanda y el factor de calificación, cuya buena gestión trae consigo ahorro económico.

**2.10.2. Formas de mejorar el rendimiento de la instalación eléctrica**

A continuación, se presentará la forma para lograr que una instalación eléctrica presente un rendimiento adecuado:

### a) Compensación de la energía reactiva

La compensación de energía reactiva, además de reducir o anular el pago por exceso de energía reactiva disminuye la corriente que circula por el sistema eléctrico, lo que trae consigo los siguientes beneficios:

- Ñ Disminuye las pérdidas por efecto Joule.
- Ñ Alivia elementos cuya vida útil depende de la cantidad de corriente que le circula por ellos, tales como conductores y transformadores.
- Ñ Disminuye la potencia con la que trabajan los transformadores, aliviándolos y permitiendo utilizar ahora esta nueva potencia disponible para mayor transformación de potencia activa.

Antes de instalar un banco de condensadores, se deben de tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda realizar un estudio de diagrama de cargas previo con la finalidad de dimensionar adecuadamente la energía reactiva consumida ya que se puede cometer el error de subdimensionar o sobredimensionar el banco de condensadores. El primer problema trae consigo el que éste no pueda cumplir con el objetivo propuesto y cuando se sobredimensiona se puede realizar una inversión innecesaria.
- Para evitar sobrecompensaciones de energía reactiva, las cuales ocasionan sobretensiones sostenidas que pueden malograr equipos, se recomienda utilizar reguladores de energía reactiva automáticos. Además, con estos reguladores en momentos que no se encuentre en un consumo pico se puede obtener un factor de potencia igual a 1, aliviando de esta manera a los conductores y a los transformadores.
- Se debe de realizar un estudio de calidad de energía previo en instalaciones que hacen uso de gran cantidad de equipos

electrónicos (por ejemplo grandes centros de cómputo) o de equipos electrónicos de potencia (tales como los variadores de frecuencia o arrancadores de estado sólido). Esto se debe a que el uso de los bancos de condensadores en redes con alto contenido armónico (aquellas redes que tienen como elementos utilizadores los equipos antes indicados) aumenta el contenido armónico en la misma, aumentando la problemática que tienen los armónicos, entre los cuales se incluye la disminución del tiempo de vida útil de los bancos e inclusive su deterioro.

- La instalación del banco de condensadores para un motor eléctrico se debe de realizar aguas arriba del mando y protección del mismo. Si bien los beneficios que trae la compensación de la energía reactiva se lleva a cabo tanto aguas abajo como aguas arriba de los circuitos de mando y protección del motor eléctrico, el instalar un banco de condensadores en la primera opción implicaría que la corriente que visualizarían los circuitos de mando y protección sería menor a la corriente que estaría consumiendo el motor debido a la compensación de la potencia reactiva realizada por el banco de condensadores. Esto ocasionaría que los sistemas de mando y protección no actúen de manera adecuada ya que no estaría midiendo el valor de corriente correspondiente al motor eléctrico.<sup>22</sup>

#### **b) Adecuado dimensionamiento de los conductores**

El aumentar el rendimiento de un sistema cualquiera implica reducir sus pérdidas. En el caso de una instalación eléctrica esto se traduce en reducir las pérdidas por efecto Joule, lo cual se logra con el adecuado dimensionamiento de los conductores. Un sobrecalentamiento de los conductores representa una gran pérdida de energía eléctrica por efecto Joule, ocasionando daños en el

---

<sup>22</sup> Schneider Electric. La compensación de la energía reactiva – Capítulo E, abril del 2010.

conductor y pérdidas en el sistema eléctrico. Cuando se encuentra que se tiene sobrecalentamiento en algún conductor se recomienda aliviarlo disminuyendo su carga, compensar su energía reactiva, reforzarlo o en el peor de los casos cambiarlo.

### **c) Evitar fugas a tierra**

Las fugas a tierra es otro importante factor de pérdidas en una instalación eléctrica. Muchas veces por una falla en el sistema eléctrico o por una disminución del aislamiento de los conductores éstos hacen contacto con las masas que los rodean y ocasiona pérdidas considerables de energía eléctrica.

### **2.10.3. Utilización racional de los equipos**

Si bien este punto se presenta luego de haber mencionado el aumento del rendimiento de los equipos eléctricos y del aumento del rendimiento de la instalación eléctrica, ésta es la medida que permite tener un ahorro energético, con la respectiva disminución de los costos, de una manera rápida, eficaz, eficiente y sobre todo sin una inversión inicial. Este punto se resume en la siguiente frase “Utilizar la energía eléctrica solo cuando sea necesaria”. Cada uno es consciente del despilfarro que se realiza en su hogar o en su punto de trabajo.

Como Dejar conectados los equipos eléctricos tales como televisores, computadoras, y cargadores de celular, etc. sin estar utilizándolos y/o en estado stand-by, utilizar terma eléctrica o el aire acondicionado en zonas donde el clima no lo amerita, Tener equipos eléctricos encendidos innecesariamente, tales como compresores que no se encuentran trabajando o bombas que no se encuentra bombeando generan consumos de energía innecesarios.

## CAPÍTULO III: COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE UNA EMPRESA INDUSTRIAL

### 3.1. DESCRIPCIÓN DEL USUARIO

La empresa es ROTTCHAA SERVICES E.I.R.L. nombre comercial, su giro se encuentra dentro del sector mercantiles y comerciales, se desenvuelve en reparación, Mantenimiento y Ventas de Máquinas Herramientas, Tornos y Centros de Mecanizado. Venta de Software de simulación y entrenamiento para operación y programación CNC. Venta de repuestos para máquinas herramientas CNC: Rodamientos, fajas, tarjetas electrónicas, paneles CNC. Venta de repuestos FANUC, SIEMENS. Venta de software CAD/CAM.

En resumen:

- Rubro de negocioreparación, Mantenimiento y Ventas de maquinaria.
- Horario de trabajo Desde las 7:00 horas hasta las 21:00 horas.
- Ubicación geográfica En la ciudad de Cusco.
- Tiempo de operación del sistema eléctrico Durante todo el día

### 3.2. DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.L tiene un suministro eléctrico, en media tensión, de 10KV. Este suministro es:

- **Suministro MT:** 3825 Empresa: Electro Sur Este
- **Tarifa actual MT2, potencia contratada de 60 KW**

Su acometida es una red de distribución primaria subterránea 10KV. Alimenta a la subestación de distribución tipo caseta interior. Su punto de diseño se encuentra ubicado al costado de la puerta principal de ingreso.

Su tensión nominal fase-fase es 10kV a 60 Hz. Su medición es realizada en media tensión, para lo cual utilizar un trafomix ubicado en el punto de diseño.

Esta subestación presenta las siguientes características:

<b>Ubicación</b>	A un costado del estacionamiento
<b>Tipo</b>	Caseta a nivel
<b>Potencia de transformación</b>	125 kVA
<b>Tensión primaria</b>	trifásica a 10 kV
<b>Tensión secundaria</b>	trifásica a 0.38/0.23kV
<b>Esquema de conexión a tierra</b>	TT
<b>Tipo de ingreso a la SED</b>	Subterráneo
<b>Disponibilidad del neutro</b>	Accesible
<b>Cargas que alimenta</b>	Toda la infraestructura

A continuación, se presentan:

**Tabla N° 2:** Demandas proyectadas de la instalación:

<b>TABLERO GENERAL TG</b>						
<b>Circuito</b>	<b>Denominacion</b>	<b>M. D. (w)</b>	<b>fs</b>	<b>PI (W)</b>	<b>L (m)</b>	<b>V. N. (V)</b>
G1	TD1	8358.00	0.60	13930.00	31	380
G2	TD2	2019.00	0.60	3365.00	54	380
G3	TD3	5982.00	0.60	9970.00	78	380
G4	TD4	3456.00	0.60	5760.00	51	380
G5	TD5	1818.00	0.60	3030.00	65	380
G6	TD6	600.00	0.60	1000.00	108	380
G7	TD7	3318.00	0.60	5530.00	112	380
G8	TD8	6630.00	0.60	11050.00	80	380
G9	TD9	2862.00	0.60	4770.00	115	380
G10	TD10	4848.00	0.60	8080.00	61	380
G11	TD11	4992.00	0.60	8320.00	81	380
G12	TD12	2022.00	0.60	3370.00	82	380
G13	TTA	6840.00	0.60	11400.00	4	380
G14	TCB	1159.28	0.60	1932.14	60	380
	<b>TOTAL</b>	<b>54904.28</b>				

TD1				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado exhibición autos	1400.00	0.70	2000.00
C2	Alumbrado exhibición autos	1400.00	0.70	2000.00
C3	Alumbrado de emergencia	60.00	1.00	60.00
C4	Alumbrado ingreso sala de exhibición	1400.00	0.70	2000.00
C5	Alumbrado Oficinas 1er nivel	1400.00	0.70	2000.00
C6	Alumbrado exhibición industrial	1400.00	0.70	2000.00
C7	Tomacorrientes monofásicos 1er nivel	1250.00	0.50	2500.00
C8	Tomacorrientes monofásicos 1er nivel	1250.00	0.50	2500.00
C9	Tomacorrientes monofásicos 1er nivel	1250.00	0.50	2500.00
C10	Secadora de manos	1120.00	0.40	2800.00
C11	Alumbrado almacen autos	1260.00	0.70	1800.00
C12	Tomacorrientes monofásicos 1er nivel	600.00	0.50	1200.00
C13	Alumbrado de piso exterior de ingreso	140.00	0.70	200.00
		13930.00		
TD2				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado Guardiania	200.00	1.00	200.00
C2	Tomacorrientes monofásicos Guard.	225.00	0.50	450.00
C3	Alumbrado exterior exhibición	700.00	0.70	1000.00
C4	Alumbrado exterior ingreso vehicular	420.00	0.70	600.00
C5	Alumbrado exterior estacionamiento	280.00	0.70	400.00
C6	Alumbrado exterior bahías	700.00	0.70	1000.00
C7	Alumbrado exterior ingreso vehicular	840.00	0.70	1200.00
		3365.00		
TD3				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado oficinas 2do nivel	1400.00	0.70	2000.00
C2	Alumbrado oficinas 2do nivel	1050.00	0.70	1500.00
C3	Alumbrado oficinas 2do nivel	1260.00	0.70	1800.00
C4	Alumbrado oficinas 2do nivel	1400.00	0.70	2000.00
C5	Alumbrado de emergencia	60.00	1.00	60.00
C6	Alumbrado oficinas 2do nivel	1050.00	0.70	1500.00
C7	Tomacorrientes monofásicos 2do nivel	1250.00	0.50	2500.00
C8	Tomacorrientes monofásicos 2do nivel	1250.00	0.50	2500.00
C9	Tomacorrientes monofásicos 2do nivel	1250.00	0.50	2500.00
		9970.00		
TD4				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado cocina	1050.00	0.70	1500.00
C2	Alumbrado comedor	1120.00	0.70	1600.00
C3	Alumbrado de emergencia	40.00	1.00	40.00
C4	Tomacorrientes cocina	250.00	0.50	500.00
C5	Tomacorrientes comedor	900.00	0.50	1800.00
C6	Carga especial Cocina electrica	2400.00	0.80	3000.00
		5760.00		

TD5				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado almacen general	1050.00	0.70	1500.00
C2	Alumbrado almacen general	1050.00	0.70	1500.00
C3	Alumbrado de emergencia	30.00	1.00	30.00
C4	Tomacorrientes almacen general	900.00	0.50	1800.00
		3030.00		
TD6				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Tomacorrientes industriales	1000.00	1.00	1000.00
		1000.00		
TD7				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alimentación compresora	3500.00	0.70	5000.00
C2	Alimentación EQUIPOS DE FUERZA	2000.00	0.50	4000.00
C3	Alumbrado de emergencia	30.00	1.00	30.00
		5530.00		
TD8				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado bahias	700.00	0.70	1000.00
C2	Tomacorrientes monofásicos bahias	1250.00	0.50	2500.00
C3	Alimentación equipo de fuerza	1750.00	0.50	3500.00
C4	Alimentación equipo de fuerza	1500.00	0.50	3000.00
C5	Alimentación a Elevador	1800.00	0.60	3000.00
C6	Alimentación a Elevador	1800.00	0.60	3000.00
C7	Tomacorrientes monofásicos indust	750.00	0.50	1500.00
C8	Tomacorrientes Trifásicos indust	1500.00	0.50	3000.00
		11050.00		
TD9				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado laboratorio de pinturas, ssh	1260.00	0.70	1800.00
C2	Alumbrado de emergencia	30.00	1.00	30.00
C3	Tomacorrientes monofásicos indust	400.00	0.50	800.00
C4	Tomacorrientes monofásicos	600.00	0.50	1200.00
C5	Secadora de manos	480.00	0.40	1200.00
C6	Therma mixta	2000.00	0.80	2500.00
		4770.00		

TD10				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado bahias	700.00	0.70	1000.00
C2	Alumbrado de oficina 1er nivel	1050.00	0.70	1500.00
C3	Alumbrado de emergencia	30.00	1.00	30.00
C4	Tomacorrientes monofásicos oficina	900.00	0.50	1800.00
C5	Alimentación a Elevador	1800.00	0.60	3000.00
C6	Alimentación a Elevador	1800.00	0.60	3000.00
C7	Tomacorrientes monofásicos bahias	600.00	0.50	1200.00
C8	Tomacorrientes monofásicos indust	600.00	0.50	1200.00
C9	Tomacorrientes Trifásicos indust	600.00	0.50	1200.00
		8080.00		
TD11				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado zona pulmon	420.00	0.70	600.00
C4	Tomacorrientes monofásicos	400.00	0.50	800.00
C3	Alimentación a Compresora futura	1500.00	0.50	3000.00
C4	Alimentación a Compresora	6000.00	0.50	12000.00
		8320.00		
TD12				
Circuito	Denominación	M. D. (w)	fd	PI (W)
C1	Alumbrado zona pulmon	420.00	0.70	600.00
C2	Tomacorrientes monofásicos	400.00	0.50	800.00
C3	Tomacorrientes monofásicos indust	750.00	0.50	1500.00
C4	Alimentación a Elevador	1800.00	0.60	3000.00
		3370.00		

Dichos tableros se encuentran distribuidos en las diferentes áreas de taller y administrativas, se muestra a continuación, la distribución del local:

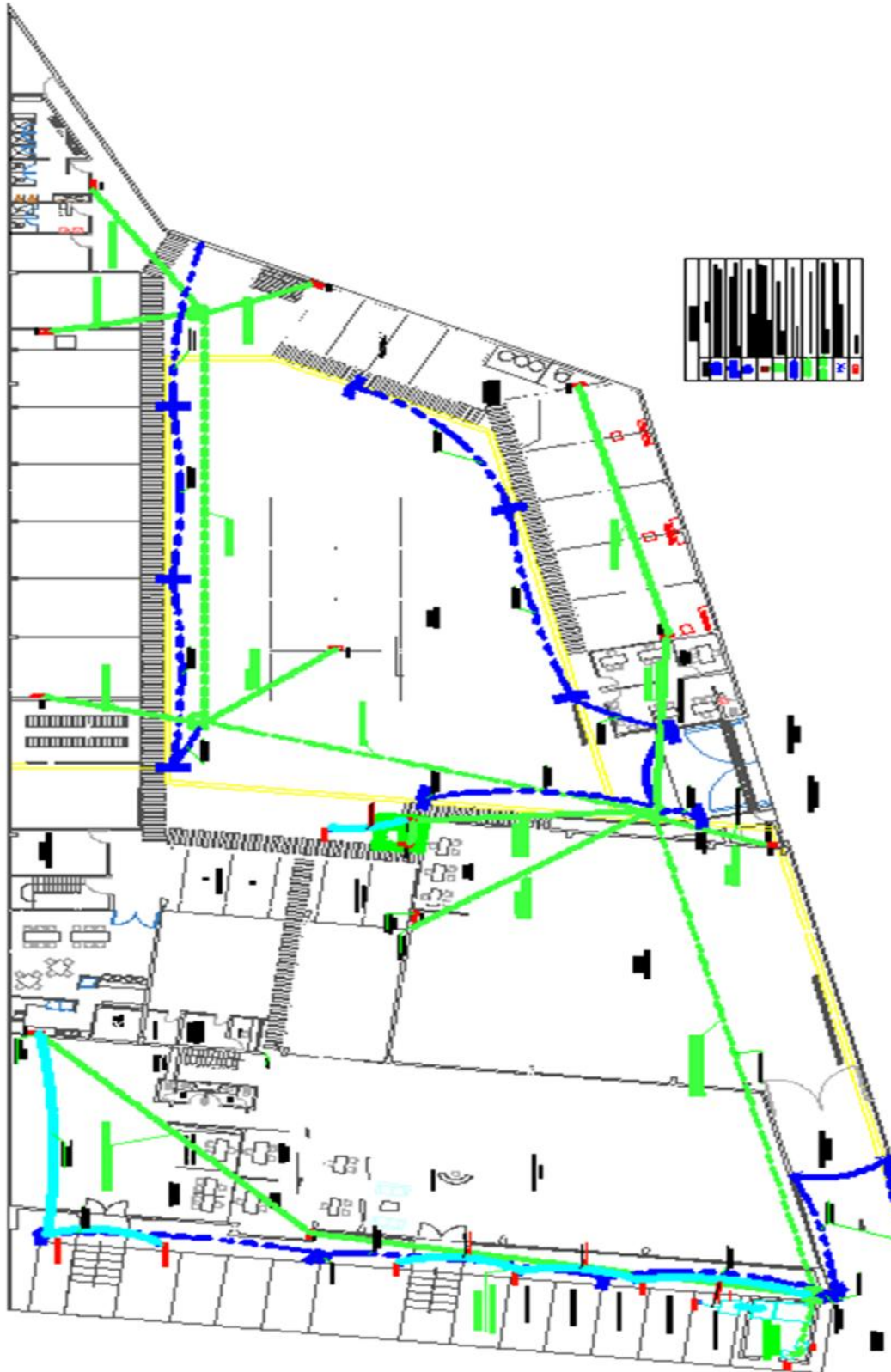


Figura Nº 1: Planimetría de local analizado

Además se instaló por una semana un equipo analizador de redes eléctricas 1743 Power Quality Logger número de serie: 10830CA/Y2, Periodo de medición: cinco minutos, del 11 al 15 de abril del 2016 (cinco días en total). Los datos más importantes para el análisis tarifario se muestran a continuación, solo de un día, los demás datos se adjuntan en los anexos:

Fecha	Hora	V medio L1	V medio L2	V medio L3	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P total medio	Q total medio	PF total
		V	V	V	A	A	A	W	Var	
11/04/2016	00:00:00	232.63	233.24	232.6	12.87	11.40	12.72	7062.58	3349.19	0.821
11/04/2016	00:05:00	232.77	233.49	232.84	14.12	11.43	13.09	7278.79	3623.62	0.809
11/04/2016	00:10:00	233.12	233.8	233.23	13.05	10.99	12.13	6853.59	3287.58	0.812
11/04/2016	00:15:00	233.74	234.18	233.62	11.03	11.14	11.62	6349.12	2895.54	0.815
11/04/2016	00:20:00	234.42	234.56	233.97	7.65	11.47	12.21	5995.99	2542.69	0.82
11/04/2016	00:25:00	234.17	234.22	233.7	7.35	11.69	11.43	5808.61	2441.88	0.816
11/04/2016	00:30:00	233.82	234.06	233.49	8.53	11.36	11.65	5981.58	2738.72	0.812
11/04/2016	00:35:00	234.05	234.23	233.54	7.46	11.54	12.98	6053.64	2705.11	0.811
11/04/2016	00:40:00	233.87	234.25	233.46	8.16	11.10	13.46	6176.16	2850.73	0.808
11/04/2016	00:45:00	234.17	234.47	233.79	7.90	10.92	12.32	5909.51	2621.10	0.811
11/04/2016	00:50:00	234.42	234.78	234.02	9.60	11.54	14.08	6486.05	3326.79	0.787
11/04/2016	00:55:00	234.48	234.87	234.08	9.15	11.51	14.12	6428.39	3253.98	0.789
11/04/2016	01:00:00	234.22	234.59	233.8	8.68	11.65	14.26	6334.71	3315.59	0.783
11/04/2016	01:05:00	234.33	234.82	234.08	9.49	11.47	13.46	6334.71	3270.78	0.787
11/04/2016	01:10:00	234.48	234.91	234.12	9.19	11.21	14.49	6421.19	3270.78	0.786
11/04/2016	01:15:00	234.56	235.08	234.25	10.00	10.96	14.74	6558.11	3433.20	0.784
11/04/2016	01:20:00	235.25	235.57	234.81	8.75	11.29	14.01	6320.29	3119.56	0.792
11/04/2016	01:25:00	235.19	235.55	234.84	9.63	11.69	14.15	6565.32	3422.00	0.787
11/04/2016	01:30:00	235.23	235.62	234.93	10.07	11.36	13.86	6529.29	3427.60	0.787
11/04/2016	01:35:00	235.87	236.16	235.57	9.01	11.84	13.68	6334.71	3365.99	0.78
11/04/2016	01:40:00	236.04	236.35	235.68	8.82	11.18	13.86	6241.02	3231.57	0.783
11/04/2016	01:45:00	235.91	236.25	235.66	7.54	9.60	10.18	5311.35	1831.41	0.832
11/04/2016	01:50:00	235.74	236.43	235.61	9.96	9.60	12.68	6089.68	2654.71	0.803
11/04/2016	01:55:00	236.14	236.69	236.06	9.63	9.85	11.95	5988.78	2649.11	0.806
11/04/2016	02:00:00	236.18	236.77	236.12	10.04	9.85	11.76	6003.19	2738.72	0.803
11/04/2016	02:05:00	236.16	236.69	236	9.52	9.85	12.72	6060.85	2755.52	0.801
11/04/2016	02:10:00	235.83	236.34	235.66	8.86	9.85	12.17	5815.82	2553.90	0.799
11/04/2016	02:15:00	235.88	236.21	235.79	7.94	10.26	9.45	5412.25	2033.04	0.832
11/04/2016	02:20:00	235.63	236.08	235.72	9.85	11.10	9.63	5995.99	2621.10	0.832
11/04/2016	02:25:00	235.61	235.96	235.76	9.85	11.76	8.79	5952.75	2632.31	0.831
11/04/2016	02:30:00	235.59	235.89	235.67	9.56	11.47	9.23	5909.51	2626.71	0.83
11/04/2016	02:35:00	235.34	235.76	235.48	10.37	11.65	9.82	6183.36	2867.53	0.827
11/04/2016	02:40:00	235.02	235.28	234.91	9.34	12.46	11.03	6536.49	2537.09	0.852
11/04/2016	02:45:00	235.1	235.21	234.94	9.34	13.82	11.03	6911.24	2609.90	0.861
11/04/2016	02:50:00	235.15	235.29	235.06	9.85	13.49	10.92	6911.24	2665.91	0.859
11/04/2016	02:55:00	234.7	234.93	234.65	13.71	17.35	15.55	9044.43	4458.12	0.827
11/04/2016	03:00:00	235.07	235.29	235.16	12.17	16.03	12.46	7804.88	3909.25	0.82
11/04/2016	03:05:00	235.44	235.53	235.38	10.59	14.82	11.99	7213.93	3500.41	0.82
11/04/2016	03:10:00	235.46	235.63	235.04	9.52	13.24	14.89	7199.51	3304.38	0.816
11/04/2016	03:15:00	235.16	235.54	234.74	10.07	12.90	16.40	7386.89	3657.22	0.8
11/04/2016	03:20:00	235.4	235.88	235.1	8.71	10.33	13.05	6089.68	2520.29	0.813
11/04/2016	03:25:00	235.46	235.87	235.15	7.68	9.63	12.13	5621.24	2167.45	0.812
11/04/2016	03:30:00	235.32	235.61	234.87	7.54	10.00	13.01	5794.20	2296.27	0.808
11/04/2016	03:35:00	235.8	236.04	235.41	7.32	10.07	11.32	5462.69	1982.63	0.814
11/04/2016	03:40:00	235.88	235.93	235.28	6.73	11.36	13.35	5823.03	2621.10	0.786
11/04/2016	03:45:00	236.47	236.69	235.96	7.68	11.18	14.41	6226.60	2889.93	0.794
11/04/2016	03:50:00	236.12	236.23	235.4	6.99	11.14	15.04	6118.50	2867.53	0.783
11/04/2016	03:55:00	235.49	235.68	234.91	7.72	11.03	14.52	6140.13	2901.14	0.786
11/04/2016	04:00:00	235.63	235.66	234.99	7.13	11.73	14.19	6154.54	2772.32	0.791
11/04/2016	04:05:00	235.83	235.85	235.16	7.13	11.58	14.08	6118.50	2783.52	0.793
11/04/2016	04:10:00	235.65	235.68	235.03	6.99	11.47	13.31	5909.51	2671.51	0.792
11/04/2016	04:15:00	235.76	235.83	235.1	6.69	11.43	13.68	5909.51	2587.50	0.791
11/04/2016	04:20:00	235.27	235.45	234.68	7.35	10.92	14.49	6082.47	2783.52	0.79
11/04/2016	04:25:00	235.29	235.62	234.93	7.24	9.45	11.84	5462.69	1915.42	0.815
11/04/2016	04:30:00	235.36	235.49	234.94	6.58	10.15	10.26	5203.25	1450.57	0.824
11/04/2016	04:35:00	235.11	235.27	235.15	6.29	9.56	5.00	4468.17	425.65	0.927
11/04/2016	04:40:00	235.16	235.27	235.27	5.81	9.74	3.35	4093.42	39.21	0.924
11/04/2016	04:45:00	235.25	235.41	235.42	5.99	9.89	2.68	4115.04	-61.61	-0.942

Fecha	Hora	V medio L1	V medio L2	V medio L3	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P total medio	Q total medio	PF total
11/04/2016	04:50:00	235.34	235.58	235.58	6.73	9.41	2.79	4194.31	-95.21	-0.951
11/04/2016	04:55:00	235.11	235.23	235.1	6.32	9.52	4.04	4273.58	5.60	0.917
11/04/2016	05:00:00	234.97	235.16	235.14	6.51	10.07	3.05	4367.27	224.03	0.95
11/04/2016	05:05:00	234.73	234.87	234.74	5.99	9.71	3.38	4179.90	145.62	0.935
11/04/2016	05:10:00	234.51	234.67	234.5	6.10	9.82	4.15	4381.68	341.64	0.933
11/04/2016	05:15:00	234.3	234.48	234.59	6.47	10.51	3.35	4475.37	509.66	0.945
11/04/2016	05:20:00	234.27	234.6	234.69	6.95	9.74	2.54	4345.65	296.83	0.965
11/04/2016	05:25:00	234.05	234.53	234.33	7.17	9.49	4.78	4626.71	520.86	0.933
11/04/2016	05:30:00	233.59	234.08	233.46	8.09	10.00	9.19	5354.59	1377.76	0.862
11/04/2016	05:35:00	233.59	233.86	232.97	9.56	13.53	14.15	7444.54	2184.25	0.857
11/04/2016	05:40:00	233.45	233.69	232.87	9.89	14.19	14.78	7848.12	2038.64	0.869
11/04/2016	05:45:00	232.8	233.14	232.09	12.90	16.21	18.35	9685.83	2923.54	0.879
11/04/2016	05:50:00	233.23	233.65	232.51	13.05	15.85	19.34	9750.69	3080.36	0.869
11/04/2016	05:55:00	233.32	233.71	232.55	14.08	16.84	20.11	10219.13	3478.00	0.863
11/04/2016	06:00:00	232.84	233.18	232.26	16.95	19.34	24.41	11833.43	5488.64	0.839
11/04/2016	06:05:00	233.02	233.08	232.26	13.49	18.35	23.42	10889.35	4822.16	0.848
11/04/2016	06:10:00	232.14	232.17	231.29	13.38	18.20	23.68	10752.42	4906.17	0.841
11/04/2016	06:15:00	231.59	231.59	230.73	15.00	18.31	24.38	10961.42	5533.44	0.823
11/04/2016	06:20:00	231.5	231.39	230.59	13.27	16.10	21.43	9707.45	4777.35	0.829
11/04/2016	06:25:00	231.45	231.48	230.71	9.67	11.76	15.29	7156.27	2895.54	0.857
11/04/2016	06:30:00	231.29	231.19	230.88	7.65	10.22	11.51	6046.44	1814.61	0.9
11/04/2016	06:35:00	231.14	230.85	230.88	7.61	11.91	9.23	5851.86	2111.45	0.888
11/04/2016	06:40:00	230.73	230.55	230.6	8.53	12.24	8.64	5952.75	2335.47	0.88
11/04/2016	06:45:00	230.56	230.56	230.14	11.54	12.13	11.88	6990.51	2794.72	0.864
11/04/2016	06:50:00	230.6	230.64	230.34	11.84	11.88	13.24	7408.51	2654.71	0.872
11/04/2016	06:55:00	232.08	232.05	231.72	11.65	11.14	12.72	7314.82	1971.43	0.893
11/04/2016	07:00:00	232.44	232.37	232.34	10.70	10.40	8.01	6176.16	1148.13	0.921
11/04/2016	07:05:00	232.39	232.25	232.12	9.45	10.15	7.79	5505.93	1528.98	0.88
11/04/2016	07:10:00	231.66	231.66	231.02	11.40	16.14	12.98	8338.17	2341.07	0.894
11/04/2016	07:15:00	231.86	231.66	231.54	15.15	19.56	15.37	10680.36	2464.29	0.927
11/04/2016	07:20:00	231.42	231.11	231.11	17.50	22.21	17.28	12258.63	3013.15	0.933
11/04/2016	07:25:00	231.4	231.05	230.97	18.35	20.04	15.92	11710.92	2934.74	0.935
11/04/2016	07:30:00	229.95	230.09	230.14	26.58	23.86	18.82	14017.07	4542.13	0.905
11/04/2016	07:35:00	227.74	228.43	228.6	36.69	30.22	24.04	17879.87	7712.09	0.862
11/04/2016	07:40:00	227.86	228.6	228.39	36.36	29.89	26.25	17966.35	8070.54	0.852
11/04/2016	07:45:00	230.25	230.85	230.65	36.54	31.58	28.31	18831.15	8815.42	0.848
11/04/2016	07:50:00	229.62	230.41	229.37	38.93	35.00	38.31	21800.32	10002.76	0.846
11/04/2016	07:55:00	230.03	230.93	229.75	40.40	35.07	39.78	21980.49	10792.45	0.83
11/04/2016	08:00:00	230.5	231.28	230.27	40.55	38.79	42.17	23450.66	11274.11	0.837
11/04/2016	08:05:00	230.82	231.65	230.57	36.76	36.25	39.41	21958.87	9929.95	0.847
11/04/2016	08:10:00	230.68	231.63	230.1	37.90	34.96	42.94	22333.62	10411.61	0.836
11/04/2016	08:15:00	230.26	231.25	229.88	37.65	35.11	42.24	22412.89	9913.15	0.846
11/04/2016	08:20:00	229.56	230.71	229.33	37.43	34.67	40.26	21476.02	9952.35	0.832
11/04/2016	08:25:00	229.62	230.59	229.33	39.93	40.15	41.47	23710.10	10142.78	0.851
11/04/2016	08:30:00	229.22	230.3	229.01	42.32	43.01	43.01	24985.69	10730.84	0.849
11/04/2016	08:35:00	228.77	230.13	228.56	43.38	40.85	42.61	23933.51	11374.92	0.824
11/04/2016	08:40:00	228.33	229.67	228.13	43.79	40.44	42.39	23811.00	11341.31	0.824
11/04/2016	08:45:00	227.94	229.14	227.65	42.76	41.03	43.68	24409.15	10814.85	0.84

Fecha	Hora	V medio L1	V medio L2	V medio L3	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P total medio	Q total medio	PF total
11/04/2016	08:50:00	227.6	228.72	227.45	43.27	44.38	44.89	25223.51	11414.12	0.836
11/04/2016	08:55:00	227.37	228.6	226.64	42.50	43.93	49.63	25230.72	12175.81	0.817
11/04/2016	09:00:00	226.9	228.17	225.95	44.78	44.23	53.24	26491.89	12702.27	0.822
11/04/2016	09:05:00	226.3	227.63	225.49	47.13	47.72	54.74	28048.55	13099.92	0.829
11/04/2016	09:10:00	226.14	227.36	225.41	47.39	48.24	52.76	27846.76	12881.49	0.83
11/04/2016	09:15:00	227.66	228.88	226.85	49.89	50.59	55.37	29843.02	13189.53	0.841
11/04/2016	09:20:00	228.71	230.04	228.25	48.86	47.76	51.95	28834.08	12455.84	0.849
11/04/2016	09:25:00	229.11	230.37	228.77	45.48	44.45	48.27	26484.69	11979.79	0.836
11/04/2016	09:30:00	229.42	230.69	229.05	45.92	44.45	48.05	26873.85	11632.55	0.845
11/04/2016	09:35:00	229.33	230.46	228.95	47.39	46.99	49.41	28106.20	11985.39	0.852
11/04/2016	09:40:00	229.02	230.16	228.55	46.18	46.25	48.79	27154.91	12131.01	0.839
11/04/2016	09:45:00	229.32	230.5	228.86	44.78	44.85	47.17	26578.38	11223.70	0.847
11/04/2016	09:50:00	230.2	231.25	229.78	44.49	45.63	47.02	27299.05	10518.02	0.865
11/04/2016	09:55:00	230.27	231.4	229.96	45.04	47.61	46.14	27774.69	10305.19	0.869
11/04/2016	10:00:00	230.17	231.41	229.84	45.33	47.68	47.28	27781.90	10719.64	0.86
11/04/2016	10:05:00	230.03	231.12	229.63	48.38	48.53	47.43	28315.19	11610.15	0.852
11/04/2016	10:10:00	229.54	230.78	229.37	51.88	50.81	48.79	29785.36	12114.21	0.856
11/04/2016	10:15:00	230.03	231.39	229.87	54.08	52.28	53.35	31615.87	12797.48	0.86
11/04/2016	10:20:00	229.69	231.05	229.27	56.10	55.04	56.80	32624.81	14214.45	0.845
11/04/2016	10:25:00	229.42	230.9	229.22	57.17	54.52	56.47	32523.92	14432.87	0.842
11/04/2016	10:30:00	229.19	230.52	228.95	59.15	57.79	58.86	34512.97	14662.50	0.855
11/04/2016	10:35:00	229.23	230.37	229.02	58.64	59.82	59.08	35060.68	14488.88	0.861
11/04/2016	10:40:00	229.1	230.1	228.9	57.90	63.46	58.16	35601.19	14287.26	0.865
11/04/2016	10:45:00	229.27	230.35	228.81	56.73	61.21	58.53	34606.66	14477.68	0.855
11/04/2016	10:50:00	228.69	229.97	228.31	55.99	59.04	57.17	33215.76	14550.49	0.844
11/04/2016	10:55:00	229.2	230.51	229.16	53.20	56.76	52.87	32242.86	12842.29	0.863
11/04/2016	11:00:00	229.42	230.67	229.23	50.88	56.29	54.19	31760.01	13049.51	0.857
11/04/2016	11:05:00	229.63	230.95	229.48	48.79	54.41	50.15	29799.78	12814.29	0.845
11/04/2016	11:10:00	229.58	230.67	229.16	45.48	53.38	49.71	28596.26	12433.44	0.838
11/04/2016	11:15:00	229.58	230.59	229.36	47.61	55.44	49.96	30109.67	12282.22	0.857
11/04/2016	11:20:00	229.36	230.47	229.06	53.82	59.49	56.65	33006.77	14539.29	0.847
11/04/2016	11:25:00	229.5	230.6	229.28	55.44	57.46	55.66	32603.19	14494.48	0.842
11/04/2016	11:30:00	229.86	231.2	229.83	52.17	54.15	51.43	30743.86	12987.91	0.847
11/04/2016	11:35:00	229.93	231.57	229.96	52.98	52.79	50.59	30433.97	12937.50	0.845
11/04/2016	11:40:00	229.79	231.35	229.78	55.96	56.10	54.01	32185.20	14220.05	0.842
11/04/2016	11:45:00	230.03	231.66	230.21	56.29	55.40	52.28	31846.49	14029.63	0.842
11/04/2016	11:50:00	230.5	231.93	230.54	48.64	51.14	46.99	28884.53	11688.55	0.853
11/04/2016	11:55:00	230.61	231.78	230.3	45.11	50.26	48.46	28329.61	11419.72	0.854
11/04/2016	12:00:00	230.37	231.52	230.21	48.46	52.65	49.49	29612.40	12327.03	0.853
11/04/2016	12:05:00	230.74	232.03	230.67	48.57	52.61	50.77	29792.57	12607.06	0.849
11/04/2016	12:10:00	230.63	232.21	230.72	49.71	51.88	49.15	29482.68	12405.44	0.846
11/04/2016	12:15:00	230.95	232.48	230.97	52.13	55.92	52.35	31399.67	13312.74	0.846
11/04/2016	12:20:00	231.05	232.57	230.82	53.16	54.89	56.40	31781.63	14404.87	0.835
11/04/2016	12:25:00	231.23	232.64	230.65	50.66	53.97	57.35	31284.36	14024.03	0.835
11/04/2016	12:30:00	231.35	232.69	230.74	48.09	54.34	54.63	30534.86	13032.71	0.84
11/04/2016	12:35:00	231.29	232.8	231.23	51.58	53.31	51.76	30635.76	13172.73	0.844
11/04/2016	12:40:00	229.32	230.84	229.24	48.90	51.29	50.04	29201.62	12226.22	0.847
11/04/2016	12:45:00	228.8	230.29	228.76	51.65	55.00	53.93	31284.36	13010.31	0.85
11/04/2016	12:50:00	228.61	229.93	228.64	50.11	56.07	51.03	30462.80	12713.47	0.847

Fecha	Hora	V medio L1	V medio L2	V medio L3	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P total medio	Q total medio	PF total
11/04/2016	12:55:00	228.78	230.07	228.64	53.09	60.07	55.66	32704.08	13822.40	0.846
11/04/2016	13:00:00	228.34	229.57	228.16	53.01	62.61	56.62	33482.41	14018.43	0.851
11/04/2016	13:05:00	228.77	230.13	229.33	51.43	57.54	47.68	30765.48	12674.27	0.856
11/04/2016	13:10:00	228.6	230.18	229.36	53.82	56.10	46.54	30707.82	12702.27	0.856
11/04/2016	13:15:00	228.05	229.73	228.76	53.82	53.13	46.99	30008.77	12562.26	0.852
11/04/2016	13:20:00	227.78	229.36	228.63	52.46	53.57	42.90	29201.62	11727.76	0.859
11/04/2016	13:25:00	227.9	229.65	228.9	49.38	48.16	39.56	26981.95	10613.23	0.861
11/04/2016	13:30:00	228.04	229.36	228.6	49.38	52.06	43.71	28329.61	11660.55	0.855
11/04/2016	13:35:00	228.16	229.1	228.29	45.07	52.43	44.63	28113.41	11083.69	0.866
11/04/2016	13:40:00	228.43	229.48	228.54	44.26	55.63	44.19	28783.63	10501.22	0.874
11/04/2016	13:45:00	228.37	229.48	228.3	42.76	50.92	43.13	27154.91	10019.56	0.869
11/04/2016	13:50:00	227.67	228.76	227.48	46.54	55.44	47.24	28834.08	11940.59	0.849
11/04/2016	13:55:00	228.07	229.09	227.49	42.61	52.35	49.78	27990.89	11654.95	0.849
11/04/2016	14:00:00	229.1	229.76	227.9	40.40	53.31	51.73	28646.70	10926.87	0.861
11/04/2016	14:05:00	229.05	229.41	227.62	41.14	56.43	55.88	30232.18	11845.37	0.862
11/04/2016	14:10:00	228.09	228.35	226.56	39.56	55.66	57.35	29742.13	12063.80	0.857
11/04/2016	14:15:00	227.74	228.03	226.14	40.63	55.22	58.68	30282.63	11934.98	0.864
11/04/2016	14:20:00	227.9	228.35	226.37	42.76	56.18	59.82	31075.37	12528.65	0.861
11/04/2016	14:25:00	227.67	227.94	226.12	43.79	60.88	60.26	32632.02	12371.83	0.871
11/04/2016	14:30:00	227.74	228.11	226.12	40.51	53.68	56.62	29497.10	11615.75	0.861
11/04/2016	14:35:00	227.84	228.26	226.28	37.68	51.47	55.44	28127.82	11251.71	0.856
11/04/2016	14:40:00	227.71	228.25	226.29	38.35	52.32	54.26	28459.33	10809.25	0.864
11/04/2016	14:45:00	227.91	228.22	226.52	36.36	50.77	51.40	27407.15	10086.77	0.87
11/04/2016	14:50:00	227.45	227.88	226.11	37.83	49.04	54.04	27644.97	10859.66	0.864
11/04/2016	14:55:00	227.5	227.87	226.2	37.06	50.88	53.24	27558.49	11223.70	0.86
11/04/2016	15:00:00	227.36	227.78	226.09	35.40	46.54	52.24	26225.25	10484.41	0.862
11/04/2016	15:05:00	227.53	228.08	226.45	35.18	45.77	49.30	25843.29	9565.91	0.873
11/04/2016	15:10:00	227.79	228.09	226.25	35.07	49.30	55.07	27428.77	10512.42	0.866
11/04/2016	15:15:00	227.66	227.73	226.07	34.34	53.16	52.72	27839.55	9823.54	0.875
11/04/2016	15:20:00	227.9	227.95	226.21	33.05	52.43	54.19	27890.00	9711.53	0.879
11/04/2016	15:25:00	227.57	227.67	225.81	35.70	53.60	57.02	29295.31	10109.17	0.883
11/04/2016	15:30:00	227.69	227.84	226.07	37.72	54.49	56.10	29691.68	10327.60	0.882
11/04/2016	15:35:00	227.36	227.49	225.88	36.58	52.83	55.66	28747.60	10562.83	0.874
11/04/2016	15:40:00	227.35	227.57	225.94	37.43	53.71	56.62	28790.84	11503.73	0.86
11/04/2016	15:45:00	226.99	227.45	225.62	43.97	56.40	61.62	31291.57	13071.91	0.853
11/04/2016	15:50:00	227.07	227.43	225.75	41.65	56.76	59.56	30520.45	12870.29	0.853
11/04/2016	15:55:00	227.09	227.44	225.96	40.07	56.32	56.54	29641.23	12304.63	0.855
11/04/2016	16:00:00	227.16	227.32	226.13	38.24	56.95	53.38	28841.29	11755.76	0.856
11/04/2016	16:05:00	227.26	227.44	226.3	38.79	58.24	53.24	29021.45	12231.82	0.852
11/04/2016	16:10:00	227.37	227.71	226.75	37.46	54.52	49.23	27486.42	11257.31	0.857
11/04/2016	16:15:00	227.48	227.62	226.52	35.74	54.30	51.69	27544.08	11486.93	0.856
11/04/2016	16:20:00	227.12	227.33	226.11	41.25	58.24	56.84	29806.99	13340.75	0.842
11/04/2016	16:25:00	227.11	227.73	226.28	45.26	58.64	58.38	31010.51	13900.81	0.842
11/04/2016	16:30:00	226.93	227.82	226.12	45.07	55.33	57.94	30124.08	13592.78	0.839
11/04/2016	16:35:00	227.43	228.11	226.47	45.22	56.51	58.20	30765.48	13357.55	0.847
11/04/2016	16:40:00	226.98	227.88	226.22	51.03	56.91	60.85	32033.86	14752.11	0.837
11/04/2016	16:45:00	227.16	227.7	226.42	49.45	62.54	59.56	32610.40	14936.93	0.838
11/04/2016	16:50:00	226.76	227.31	226.05	50.81	64.60	61.40	33648.17	15351.38	0.84
11/04/2016	16:55:00	226.35	227.06	225.81	53.49	63.46	61.47	33922.02	15659.41	0.841
11/04/2016	17:00:00	226.08	226.94	225.86	59.96	64.08	62.46	35154.37	17020.37	0.833
11/04/2016	17:05:00	225.97	227.16	226.22	67.17	69.01	64.08	37727.17	18431.74	0.832
11/04/2016	17:10:00	226.24	227.78	226.8	70.44	69.82	64.08	38476.67	18750.97	0.83
11/04/2016	17:15:00	225.75	227.46	226.12	72.79	69.15	67.35	39168.51	19260.63	0.827
11/04/2016	17:20:00	225.94	227.66	226.54	70.48	66.62	61.40	37294.76	18112.50	0.829
11/04/2016	17:25:00	226.07	227.77	226.34	69.45	65.07	60.85	36559.68	17793.26	0.826
11/04/2016	17:30:00	226.05	227.83	226.11	68.38	64.15	63.24	36545.27	17782.06	0.824
11/04/2016	17:35:00	225.11	227.18	225.07	76.76	70.51	72.43	41179.19	19479.06	0.832
11/04/2016	17:40:00	224.18	226.2	224.21	81.36	73.05	75.55	43708.74	19658.28	0.846
11/04/2016	17:45:00	224.25	226.64	224.81	83.46	72.87	71.99	43751.99	18991.80	0.852
11/04/2016	17:50:00	225.88	228.59	226.56	83.86	69.67	73.24	43622.26	19327.84	0.848
11/04/2016	17:55:00	225.54	228	225.99	87.17	73.53	77.94	45366.29	21159.25	0.84
11/04/2016	18:00:00	225.64	227.69	225.23	87.90	81.65	89.74	49012.89	23393.91	0.836
11/04/2016	18:05:00	226.01	228.05	225.44	86.99	80.77	91.32	48962.44	23651.54	0.835

Fecha	Hora	V medio L1	V medio L2	V medio L3	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P total medio	Q total medio	PF total
11/04/2016	18:20:00	224.81	227.1	224.82	89.74	83.42	87.76	49322.78	23573.13	0.838
11/04/2016	18:25:00	224.6	226.75	224.5	91.51	86.36	90.18	50533.51	24374.03	0.837
11/04/2016	18:30:00	224.69	226.81	224.64	93.05	88.79	90.99	51470.38	24872.48	0.837
11/04/2016	18:35:00	224.81	226.99	224.76	92.13	87.94	89.34	50764.12	24570.05	0.836
11/04/2016	18:40:00	225.47	227.36	225.02	84.67	84.01	87.02	48126.46	23427.52	0.833
11/04/2016	18:45:00	225.53	227.32	225.02	81.40	84.19	85.66	47204.00	23091.48	0.832
11/04/2016	18:50:00	225.9	227.69	225.39	80.88	82.57	85.40	46843.67	22850.65	0.832
11/04/2016	18:55:00	226.37	228.08	225.67	77.72	79.49	83.35	45409.53	21965.75	0.833
11/04/2016	19:00:00	226.2	228.04	225.58	78.68	80.74	84.45	45834.72	22581.82	0.83
11/04/2016	19:05:00	226.34	228.04	225.69	80.07	82.65	86.36	46440.09	23651.54	0.823
11/04/2016	19:10:00	226.38	228.14	225.73	79.23	82.72	85.26	46288.75	23102.68	0.826
11/04/2016	19:15:00	226.65	228.39	225.82	76.58	79.85	85.07	45373.50	22357.79	0.828
11/04/2016	19:20:00	226.97	228.51	225.82	74.04	79.82	86.43	45171.71	22167.37	0.828
11/04/2016	19:25:00	227.24	228.64	225.83	73.46	80.07	87.54	45496.01	22161.77	0.831
11/04/2016	19:30:00	227.32	228.73	226	73.01	78.97	86.58	44962.71	22032.95	0.829
11/04/2016	19:35:00	226.81	228.05	225.48	71.69	78.86	85.70	44479.86	21668.91	0.83
11/04/2016	19:40:00	226.84	228.44	225.62	70.29	72.39	83.20	42786.28	20341.56	0.835
11/04/2016	19:45:00	226.79	228.58	225.78	69.01	68.20	81.91	41171.98	20207.14	0.828
11/04/2016	19:50:00	226.79	228.51	225.87	68.57	69.12	80.70	40912.54	20235.15	0.825
11/04/2016	19:55:00	226.82	228.33	225.91	68.05	66.88	81.62	40408.07	20688.80	0.822
11/04/2016	20:00:00	226.73	228.21	225.88	68.09	65.55	79.30	39730.64	20447.97	0.822
11/04/2016	20:05:00	227.26	228.38	226.8	65.63	67.68	71.32	38700.07	19210.23	0.832
11/04/2016	20:10:00	227.73	228.46	226.84	62.98	69.26	72.87	38685.66	19490.26	0.829
11/04/2016	20:15:00	228.47	228.84	227.46	58.90	67.87	68.42	37323.59	18106.90	0.839
11/04/2016	20:20:00	228.72	228.94	227.86	54.38	64.01	63.09	35197.61	16398.70	0.849
11/04/2016	20:25:00	229.02	229.28	228.04	53.75	61.18	62.32	34116.60	16325.89	0.842
11/04/2016	20:30:00	229.76	229.9	228.27	47.54	55.26	61.76	32033.86	14696.10	0.849
11/04/2016	20:35:00	229.67	229.82	228.2	48.16	54.30	61.58	31853.69	14768.91	0.848
11/04/2016	20:40:00	230.2	230.42	228.84	46.21	51.95	57.21	30513.24	13727.19	0.855
11/04/2016	20:45:00	230.8	231.07	229.36	39.85	42.76	52.28	26333.35	11996.59	0.851
11/04/2016	20:50:00	231.72	231.78	230.38	32.57	34.71	43.16	22167.86	9028.25	0.87
11/04/2016	20:55:00	232.1	232.09	231.33	31.69	34.82	36.69	21151.72	8031.33	0.886
11/04/2016	21:00:00	232.54	232.47	232.06	28.35	32.87	30.55	19277.97	6530.36	0.906
11/04/2016	21:05:00	232.06	231.84	231.62	25.40	31.14	26.14	17216.85	5875.08	0.904
11/04/2016	21:10:00	231.69	231.36	231.16	16.18	23.46	16.07	11451.47	3970.86	0.889
11/04/2016	21:15:00	231.93	231.4	231.18	13.27	20.77	15.04	9866.00	3724.43	0.869
11/04/2016	21:20:00	231.88	231.48	231.88	13.46	20.48	8.09	8871.47	2632.31	0.921
11/04/2016	21:25:00	231.03	230.71	231.16	13.01	20.18	6.80	8604.82	2251.46	0.934
11/04/2016	21:30:00	231.16	231.07	231.15	13.01	17.68	8.13	8417.44	1909.82	0.94
11/04/2016	21:35:00	231.49	231.4	231.65	13.16	17.57	6.80	8251.69	1803.41	0.952
11/04/2016	21:40:00	231.57	231.56	231.74	13.09	16.14	7.13	8049.90	1624.19	0.956
11/04/2016	21:45:00	232.06	232.03	232.23	12.28	16.36	6.73	7840.91	1478.57	0.957
11/04/2016	21:50:00	232.42	232.18	232.6	11.73	16.73	5.18	7494.99	1232.14	0.96
11/04/2016	21:55:00	232.71	232.57	233.06	13.27	17.79	6.32	8136.39	1898.62	0.942
11/04/2016	22:00:00	233.37	233.31	233.65	14.23	18.05	8.31	8705.72	2581.90	0.919
11/04/2016	22:05:00	233.65	233.65	233.96	14.41	18.24	8.20	8777.78	2632.31	0.92
11/04/2016	22:10:00	233.93	233.99	234.4	16.51	19.89	9.23	9988.51	2766.72	0.935
11/04/2016	22:15:00	233.78	233.87	234.06	16.10	19.04	11.25	10010.13	3041.15	0.923
11/04/2016	22:20:00	234.09	234.22	234.42	16.51	18.57	11.32	9981.31	3119.56	0.919
11/04/2016	22:25:00	234.48	235.07	234.99	17.79	13.09	11.10	8871.47	3197.97	0.901
11/04/2016	22:30:00	232.25	232.81	232.86	17.98	13.20	10.63	8784.99	3164.37	0.904
11/04/2016	22:35:00	232.06	232.56	232.68	18.13	14.08	11.07	9015.60	3321.19	0.9
11/04/2016	22:40:00	232.35	232.69	232.9	20.07	19.41	12.98	11033.49	3948.46	0.905
11/04/2016	22:45:00	233.16	233.58	233.79	17.90	18.46	11.14	9714.65	4060.47	0.876
11/04/2016	22:50:00	232.85	233.14	233.33	17.35	19.63	12.61	10111.03	4239.69	0.876
11/04/2016	22:55:00	232.22	232.21	232.63	15.44	21.10	11.51	9858.79	3914.85	0.887
11/04/2016	23:00:00	232.76	232.57	232.95	12.35	19.45	9.85	8612.03	3321.19	0.888
11/04/2016	23:05:00	232.61	232.8	233.21	17.50	19.49	9.85	9577.73	3931.66	0.882
11/04/2016	23:10:00	232.09	232.57	233.06	20.59	19.78	9.30	10017.34	4452.52	0.868
11/04/2016	23:15:00	231.45	231.89	232.39	19.41	19.30	9.19	9693.04	4194.89	0.873
11/04/2016	23:20:00	231.49	231.97	232.3	19.38	18.97	10.81	9671.42	3892.45	0.873
11/04/2016	23:25:00	231.62	232.14	232.4	21.69	20.66	12.83	11876.67	3489.21	0.928
11/04/2016	23:30:00	231.86	232.4	232.65	22.10	20.88	12.87	11999.18	3550.81	0.927
11/04/2016	23:35:00	232.46	232.82	232.99	22.02	21.58	14.30	12373.93	3886.85	0.918
11/04/2016	23:40:00	232.48	232.77	232.86	21.65	21.80	15.33	12482.04	4066.07	0.913
11/04/2016	23:45:00	232.65	233.01	233.23	22.10	21.73	13.93	12301.87	3965.26	0.915
11/04/2016	23:50:00	232.89	233.25	233.35	21.69	21.32	14.26	12265.83	3830.84	0.918
11/04/2016	23:55:00	232.98	233.4	233.44	21.69	21.25	14.85	12373.93	3858.85	0.919

### 3.3. DESCRIPCIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

De acuerdo a los datos proporcionados por la empresa, se tiene un consumo de potencia reactiva máxima de 21.054KVAR por lo que está considerado un banco de condensadores para compensar dicha potencia y así minimizar costos. La compensación de energía reactiva en la SED se realizar mediante un banco de condensadores que presenta las siguientes características:

- Potencia reactiva instalada 18kVAR
- Potencia reactiva operativa 18kVAR
- Potencia reactiva por banco 6kVAR
- Cantidad de bancos instalados 3
- Cantidad de bancos operativos 3
- Tensión de trabajo trifásica 380V
- Frecuencia de trabajo 60 Hz
- Tipo de regulación Fija/variable

### 3.4. DIAGRAMAS DE CARGA DEL CONSUMO ELÉCTRICO

De acuerdo a lo indicado anteriormente, se ha instalado un analizador de redes eléctricas, lo que nos ha permitido observar el comportamiento del consumo eléctrico de la empresa, considerando que su horario de trabajo es de 7:00am hasta las 9:00pm, además la mayoría de trabajos de campo lo realizan en las mañanas dejando las labores de taller para la tarde, por lo normal a partir de las 4:00pm, todo esto se pude verificar en los diagramas de carga que se muestran a continuación:

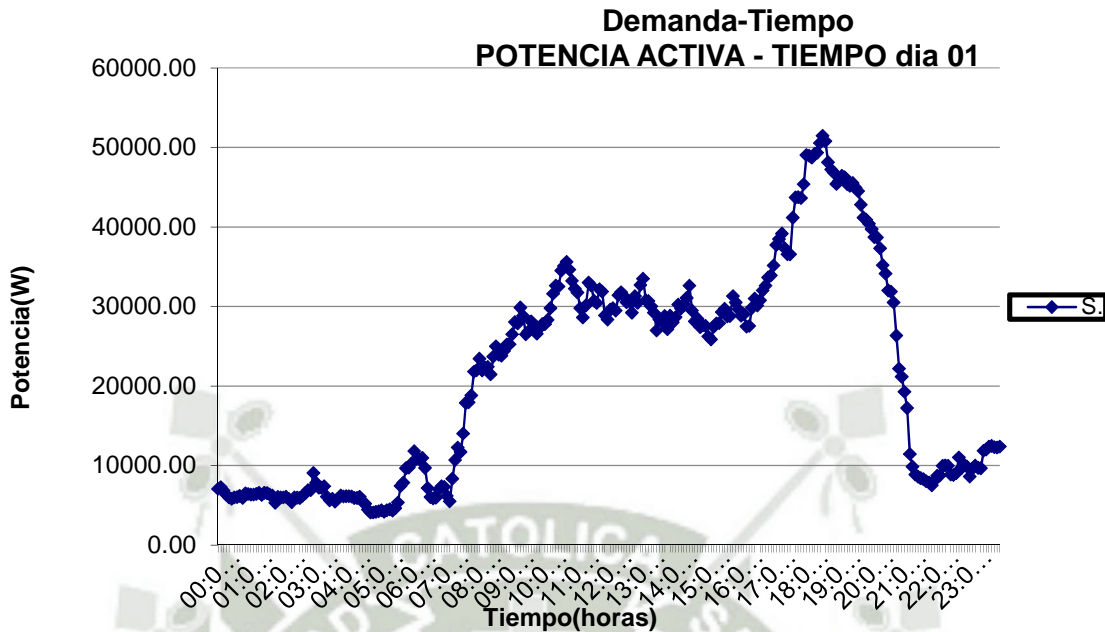


Figura Nº 2: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 01

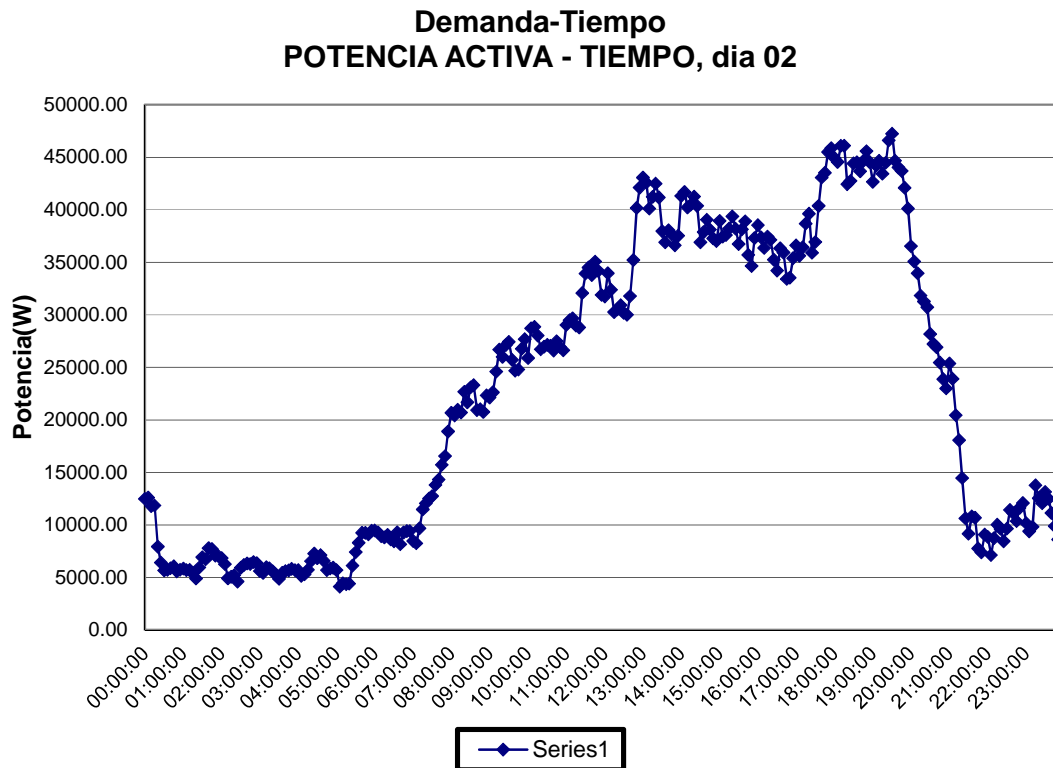


Figura Nº 3: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 02

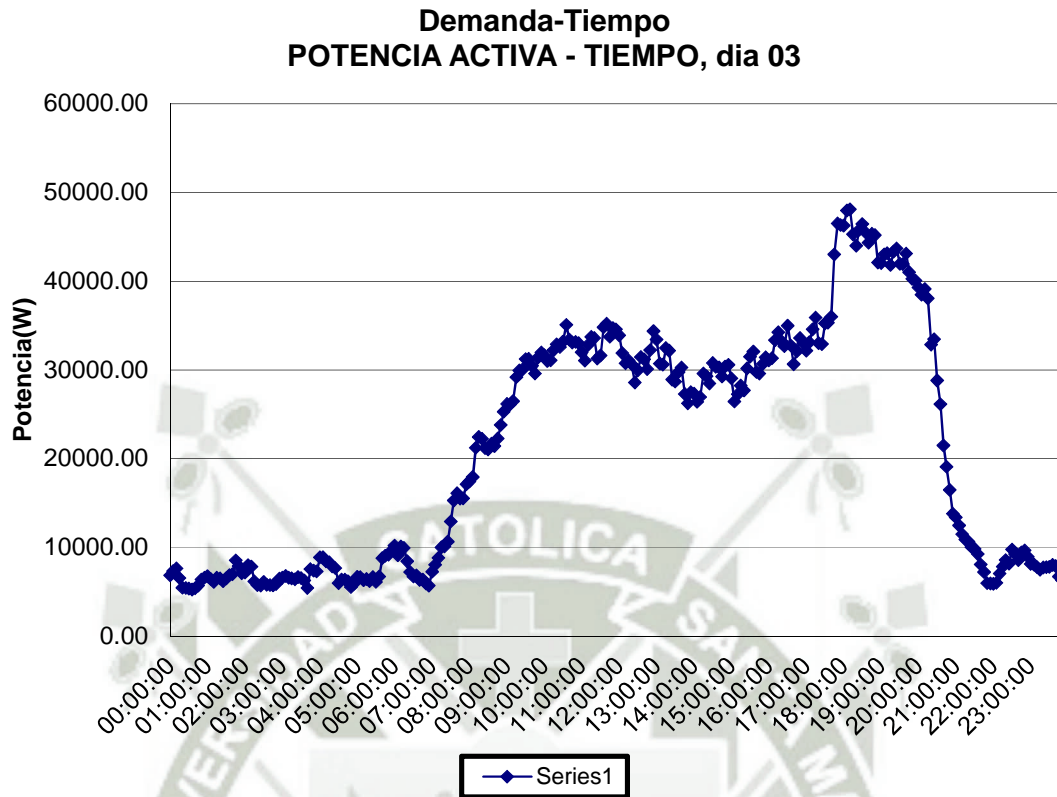


Figura N° 4: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 03

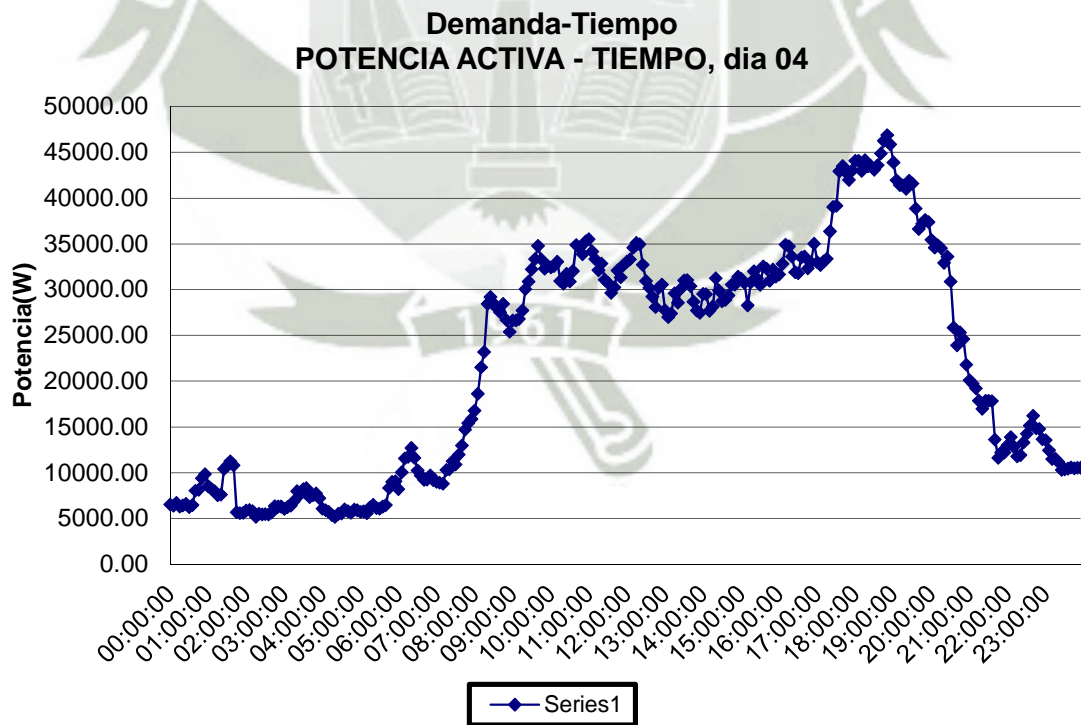
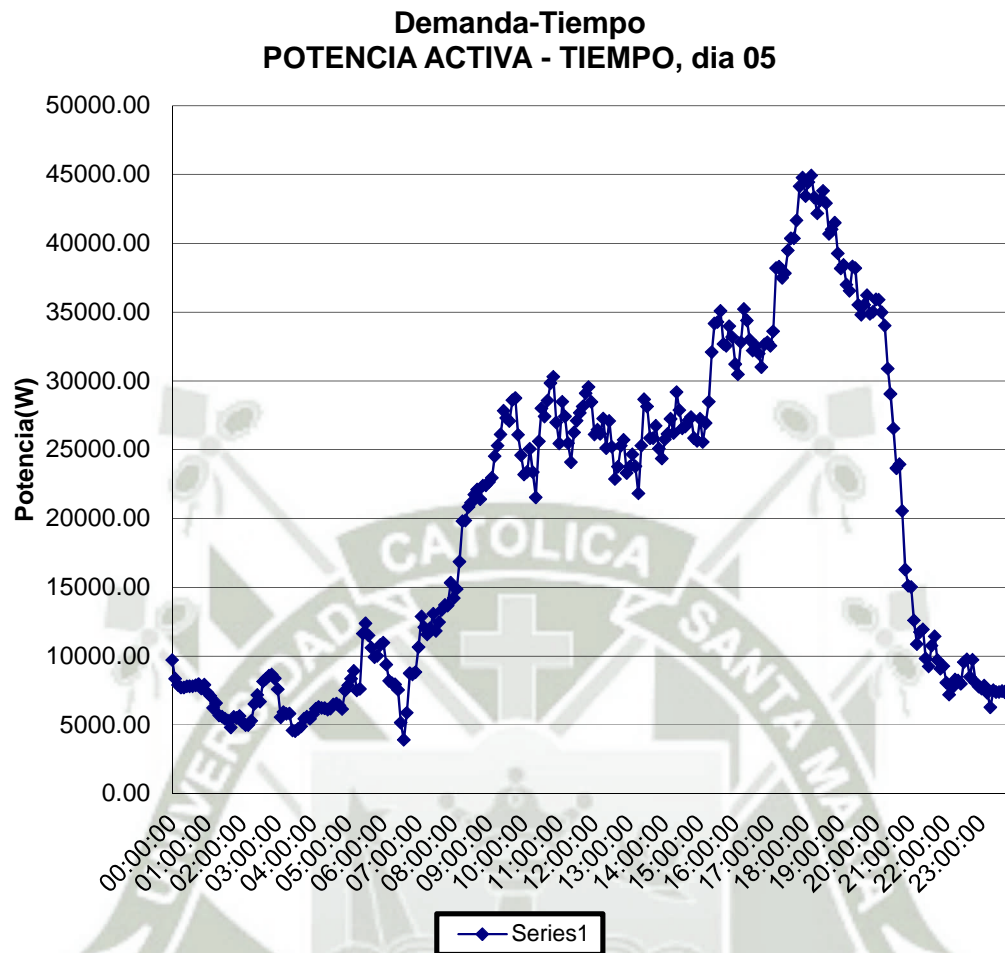


Figura N° 5: Diagrama de carga, empresa en estudio, día 04



**Figura N° 6:** Diagrama de carga, empresa en estudio, día 05

La energía activa en horas punta es mayor que la energía en horas fuera de punta, para todos los días analizados, dichos resultados se esperaban ya que como se explicó la dinámica de los trabajos realizado es en turno mañana los trabajadores realizan trabajos en campo y en turno tarde labores de taller en la empresa por lo que utilizan la mayoría de equipos eléctricos en el turno tarde que dura hasta las 9:00pm, por lo que consumen energía en horas punta, así mismo la relación entre la energía reactiva y activa (factor de potencia) es de 0.86 en promedio, lo cual hace apto al sistema, para la instalación de un banco de condensadores.

Nuestro sistema de generación eléctrica está conformada por centrales de base y centrales de punta, puntos importantes que contribuyen a la formación de los precios unitarios que se facturan y nos facturan como clientes finales; Debido a que nuestras centrales de base (Hidráulicas) no cubren la totalidad de la demanda del país en las denominadas horas punta (18:00 a 23:00 horas), esta es cubierta por centrales de punta (Térmicas), razón por la cual los precios unitarios de la energía activa en horas punta y fuera de punta pueden tener diferencias entre el 123% al 793%, el dependiendo de que tarifa horaria pueda optar cliente final, punto importante para optimizar los costos de facturación por consumo eléctrico.

A continuación, se detallan las principales cargas, en resumen:

**a) Iluminación del local:** contempla la iluminación interior (oficinas y comedor, almacén, taller) y exterior (de los pasadizos, patios) del local. Durante casi la totalidad del horario de atención la iluminación interior se encuentran encendida ya que es necesaria para el desarrollo de las actividades administrativas y de mantenimiento. La iluminación exterior entra en servicio durante horas de la noche. Casi en su totalidad la iluminación del local está compuesta por lámparas fluorescentes. Para poder cuantificar la demanda máxima de cada circuito de iluminación se encendieron todas las lámparas y se procedió a medir su consumo eléctrico mediante un analizador de redes portátil. Se tiene un valor de 15.68 kW como consumo por iluminación total del local. En una semana promedio, la iluminación de local está encendida de lunes a viernes desde las 7am hasta 9pm (14 horas) y el día sábado de 7am hasta la 1pm (6 horas), de lo que se llega a tener en promedio 76 horas por semana. En total existen 196 luminarias en todo el local, incluida la iluminación interior y exterior.

El circuito de iluminación exterior entra en servicio a la vez y durante toda la noche. Este circuito está compuesto por reflectores en total 30. Se obtuvo un valor de 3000W como consumo por iluminación exterior.

En una semana promedio, la iluminación exterior está encendida desde las 6:30pm hasta las 6:30am del día siguiente (12 horas) de lunes a domingo. De esto se tiene en promedio 84 horas por semana.

- b) Equipos de aire acondicionado:** contempla los equipos de aire acondicionado más representativos (los que tienen mayor potencia) y corresponden a los aires acondicionados de las oficinas. Para este caso se tiene un valor total en el campus de 6kW como consumo por aires acondicionados. En una semana promedio, los aires acondicionados están encendidos desde las 8am hasta la 1pm y de 4pm a 9pm (10 horas) de lunes a sábado, lo cual nos da en promedio 60 horas por semana.
- c) Computadoras:** contempla todas las computadoras presentes en el local (20 computadoras). Se tuvo un valor total en el campus de 6kW. En una semana promedio, las computadoras trabajan de 8am hasta la 1pm (de lunes a sábado) y de 4pm hasta las 7pm (de lunes a viernes), lo que hace un promedio de 45 horas por semana.
- d) Equipos del taller:** corresponde a todos los equipos presentes en el Taller. Los datos de potencia instalada fueron proporcionados por personal. El detalle de la potencia de la potencia instalada estos equipos se muestra en la siguiente tabla y dio 38.8kW. Estos equipos tiene un factor de carga igual a 0.80 y un factor de simultaneidad igual a 0.80, lo que nos da un factor de utilización igual a 0.64. De esto se tiene una máxima demanda igual a 24.832kW. Según el horario establecido, estas máquinas trabajan en promedio 5 horas al día de lunes a sábado (de 4pm hasta las 9pm), lo que hace 30 horas promedio durante una semana.

**Tabla N° 3:** Equipos del taller

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA (kW)	Factor de Utilización	MÁXIMA DEMANDA (kW)
1	Torno convencional	5	0.64	3.2
2	Torno CNC	7.5	0.64	4.8
4	Fresadora Remac	4	0.64	2.56
6	Taladro	1	0.64	0.64
7	Esmeril 1	1	0.64	0.64
8	Esmeril 2	0.5	0.64	0.32
9	Rectificadora plana	3	0.64	1.92
10	Afiladora universal	3	0.64	1.92
11	Roedora	0.8	0.64	0.512
12	Tronzadora	2	0.64	1.28
13	Máquina de soldar	6	0.64	3.84
14	Compresor de aire	5	0.64	3.2
	<b>TOTAL</b>	<b>38.8</b>		<b>24.832</b>

Como resumen de las principales cargas se muestra la tabla la cual se muestra a continuación.

**Tabla N° 4:** Demanda máxima de las principales cargas eléctricas de la empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.

Tipo de carga	Demanda máxima (kW)
Iluminación del local	15.68
Aire acondicionado	6.00
Computadoras	6.00
Taller de Mecánica	24.832
<b>TOTAL</b>	<b>52.512</b>

## **CAPÍTULO IV: MÉTODO DE AHORRO DE ENERGÍA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**

### **4.1. EVALUACIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS CRÍTICAS**

En el punto 3.4 se presentó los diagramas de carga, además se detalló el consumo de las principales cargas eléctricas que se tienen en el local y el uso que se les da de acuerdo al horario de trabajo y a los procedimientos propios de la empresa, entonces de acuerdo a lo presentado se planteara propuestas de mejora tanto en la parte técnica como en la administración de trabajos y los horarios en los que se desarrollan.

#### **4.1.1. Descripción del tipo de iluminación existente**

Realizando una inspección en todo el local se puede ver lo siguiente:

- En la parte de oficinas, se tiene una iluminación mediante lámparas fluorescentes T-12 convencionales de 36 W. En el área del taller y la iluminación exterior se ha verificado que existen reflectores de 150W y 70W respectivamente. En todos los casos se utilizan balastos convencionales para todas las luminarias existentes en el local.

#### **Observaciones y Recomendaciones**

- Se está dejando de ahorrar energía ya que se están utilizando balastos convencionales, los que tienen un consumo de potencia entre 8W y 15W, dependiendo la lámpara a encender. Por lo que se recomienda su reemplazo por otros electrónicos de alta eficiencia y que no generen armónicos, cuyo consumo entre 4W y 8W, dependiendo del tipo elegido.
- Se está dejando de ahorrar en costos de renovación de tubos

fluorescentes, ya que el uso de balastros electromagnéticos o convencionales originan un tiempo de vida útil en los tubos fluorescentes mucho menor al que se tiene cuando se utilizan balastros electrónicos.

- Se está dejando de ahorrar energía eléctrica ya que se están utilizando tubos fluorescentes del tipo T-12 de 36W cada uno, mientras que en el mercado existen tubos fluorescentes del tipo T-8 de 28W que tienen igual flujo luminoso. Además también se podría evaluar de reemplazarlo por lámparas LED con un flujo similar a las existentes. Se deberá de dar un mantenimiento a todas las luminarias instaladas.

#### **4.1.2. Compensación de energía reactiva**

De acuerdo a los datos presentados se tiene un factor de potencia promedio de los cinco días de medición de 0.86, y una potencia reactiva máxima de 26.054KVAR, por lo que ya se ha implementado un banco de condensadores de 18KVAR variables.

Actualmente aún se tiene potencia reactiva sin compensar lo que origina el pago del rubro de exceso de energía, pero es mínimo de S/180.00 aproximadamente por mes, por lo tanto se requiere mejorar el sistema de compensación reactiva para anular el pago de este rubro.

#### **4.2. EVALUACIÓN TARIFARIA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

En la presente sección se realizará una evaluación tarifaria del suministro eléctrico del local, la cual se realizará bajo los siguientes puntos:

- Ñ Evaluación de la correcta facturación.
- Ñ Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica.
- Ñ Evaluación de los consumos de energía y de potencia.

#### 4.2.1. Evaluación de la correcta facturación

La evaluación del suministro eléctrico se ha llevado a cabo bajo los siguientes criterios:

- Ñ Verificación del correcto factor de medición.
- Ñ Verificación de los consumos facturados por ELECTRO SUR ESTE.

##### a) Verificación del correcto factor de medición

El factor de medición del suministro es 210.5263. Los parámetros del trafomix son los siguientes:

- Transformador de tensión: 10/0.38-0.22 kV
- Transformador de corriente: 40/5 A

Por ende el factor de medición que se debería tener es:  
 $(10/0.22) \times (40/5) = 210.53$ .

De esta manera se verifica que el factor de medición es correcto.

##### b) Verificación de los consumos facturados por ELECTRO SUR ESTE

Para ello se recomienda instalar un analizador de redes eléctrico permanente en el tablero general, que almacene los datos, para que puedan compararse con los valores registrados por la empresa concesionaria. En nuestro caso se comparó los valores medidos en los cinco días que estuvo instalado el analizador de redes portátil. En el cual se pudo comprobar que los valores de potencia registrados son muy similares a los que registra la empresa concesionaria, por lo que se pudo concluir que la energía facturada es la correcta.

#### 4.2.2. Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica

Para poder evaluar el contrato de suministro de energía eléctrica se tiene que tener en cuenta los siguientes criterios:

**a) Tipo de usuario**

Se va a comprobar el tipo de usuario que le correspondería ser al local en estudio, para saber el tipo de usuario que le correspondería se debe de evaluar su demanda máxima. En la tabla siguiente se detallan los valores de demanda máxima de cada uno de los últimos seis meses del presente estudio.

**Tabla Nº 5: Valores de demanda máxima del suministro eléctrico 3825 desde enero del 2016 hasta abril del 2016**

Mes	Demanda Máxima HFP (kW)	Demanda Máxima HP (kW)
Noviembre 2015	47.84	53.56
Diciembre 2015	35.88	45.24
Enero 2016	38.48	46.28
Febrero 2016	41.08	49.4
Marzo 2016	34.32	48.88
Abril 2016	34.84	51.48

Analizando la tabla anterior se puede concluir que el usuario es un Cliente Regulado ya que siempre ha presentado una demanda máxima 55KW, por lo que con esta demanda no justificaría ser cliente libre (tienen potencias conectadas mayores a 1 MW).

**b) Tensión de suministro**

La empresa es un cliente regulado, y al tener una máxima demanda mayor a 20 KW, entonces el suministro que tiene es en media tensión en este caso 10KV, con una subestación particular, propia de la empresa. Ya que su consumo es significativo la mejor opción es que su suministro sea en media tensión, ya que los precios unitarios son inferiores que en baja tensión para un mismo consumo de potencia y energía.

### c) Tarifa escogida

Una vez seleccionado el Cliente Regulado como tipo de cliente óptimo y tensión de suministro en media tensión, se debe de proceder a elegir la mejor tarifa en MT para el suministro. Para esto se ha simulado con los datos históricos y los datos medidos con el analizador de redes, la simulaciones de facturación que representaría si el suministro hubiese sido en MT2, MT3 o MT4. Para verificar los costos con cada tarifa y posteriormente seleccionar la que implique un mayor ahorro.



**Tabla Nº 6:** Costo de las tarifas eléctricas para la concesionaria del Cusco, Osinerg

**Empresa: Electro Sur Este**

Piiego	Vigencia	Sector	Interconexión
CUSCO	4/Abr/2016	2	SEIN
MEDIA TENSIÓN			UNIDAD
			TARIFA Sin IGV
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
Cargo Fijo Mensual		S./mes	6.43
Cargo por Energía Activa en Punta		ctm. S./kW.h	22.13
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta		ctm. S./kW.h	17.97
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP		S./kW-mes	51.01
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP		S./kW-mes	15.97
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP		S./kW-mes	15.85
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S./kVar.h	4.27
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
Cargo Fijo Mensual		S./mes	6.43
Cargo por Energía Activa en Punta		ctm. S./kW.h	22.13
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta		ctm. S./kW.h	17.97
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
Presentes en Punta		S./kW-mes	47.51
Presentes Fuera de Punta		S./kW-mes	23.45
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
Presentes en Punta		S./kW-mes	16.80
Presentes Fuera de Punta		S./kW-mes	16.30
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S./kVar.h	4.27
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
Cargo Fijo Mensual		S./mes	6.43
Cargo por Energía Activa		ctm. S./kW.h	19.14
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
Presentes en Punta		S./kW-mes	47.51
Presentes Fuera de Punta		S./kW-mes	23.45
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
Presentes en Punta		S./kW-mes	16.80
Presentes Fuera de Punta		S./kW-mes	16.30
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S./kVar.h	4.27

<b>TARIFA BT5A:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.43
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	153.72
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	19.51
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	57.58
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.43
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	182.36
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	19.51
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	57.58
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.09
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	58.38
<b>TARIFA BT5B</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.00
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	42.51
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.00
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	12.75
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	56.68
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.09
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	58.38
<b>TARIFA BT5C:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.24
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	56.88
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.09
	Cargo por Potencia	ctm. S./kW	21.14
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.20
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.46
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.14
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	41.84
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.14
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	12.55
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	55.79
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.20
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.46

De acuerdo a los diagramas de carga presentados el cliente se considera presente en horas punta, realizando la simulación tanto en media como en baja tensión con los precios vigentes cuando se hizo el estudio de acuerdo a Osinerg, se tiene:

<b>TARIFA MT2</b>				
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energía activa en punta	ctm S/./kW.h	22.13	9308.00	2059.86
Cargo por energía Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	17.97	2496.00	448.53
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW - mes	51.01	51.48	2625.99
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/./kW - mes	15.97	52.52	838.74
Cargo por exceso de Potencia de Distribución en HFP	S/./kW - mes	15.85	0.00	0.00
Cargo por energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>6208.04</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1179.53</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>7387.57</b>

<b>TARIFA MT3</b>				
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2E1P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	22.13	9308.00	2059.86
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	17.97	2496.00	448.53
Cargo por Potencia Activa de Generacion para Usuarios				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	47.51	51.48	2445.81
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	23.45	0.00	
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	16.80	44.46	746.93
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	16.3	0.00	
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>5936.04</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1127.85</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>7063.89</b>

<b>TARIFA MT4</b>				
<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 1E1P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia Activa en punta	ctm S/./kW.h	19.14	9308.00	1781.55
Cargo por energia Activa fuera de punta	ctm S/./kW.h	19.14	2496.00	477.73
Cargo por Potencia Activa de Generacion para usuarios:				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	47.51	51.48	2445.81
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	23.45	0.00	
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	16.80	44.46	746.93
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	16.30	0.00	
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>5686.94</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1080.52</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>6767.46</b>

De acuerdo a los resultados presentados la opción tarifaria en media tensión MT4, tiene un menor costo total comparado con las otras opciones tarifarias, actualmente la empresa cuenta con la opción tarifaria MT2.

Realizando el cambio de tarifa de MT2 a MT4, se tiene un ahorro mensual de S/620.11, lo que significa un %8.40 de ahorro mensual, sin realizar ninguna inversión. Solo se realiza el trámite de cambio de tarifa a la empresa concesionaria, y todos los usuarios pueden solicitar sin ningún costo dicho cambio por lo menos una vez al año.

Dada la máxima demanda no convendría tener un suministro en baja tensión, pero a pesar de ello igual se realizó la simulación del costo de tarifas en baja tensión para este tipo de usuario para comprobar que no es conveniente ya que como se puede apreciar en los cuadros siguientes

el costo total hasta triplica el costo en media tensión, por lo que sería una pérdida de dinero para la empresa si tuviera este tipo de tarifa. Entonces como se puede apreciar convendría instalar una subestación particular y disminuir así los costos por energía eléctrica.

<b>TARIFA BT2</b>				
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	24.02	9308.00	2235.78
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	19.51	2496.00	486.97
Cargo por potencia Activa de Generacion en HP	S/./kW - mes	51.23	51.48	2637.32
Cargo por potencia Activa de Distribucion en HP	S/./kW - mes	65.33	52.52	3431.13
cargo por exceso de Potencia o Maxima demanda en HFP	S/./kW - mes	42.03	0.00	0.00
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>9026.11</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1714.96</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>10741.07</b>

<b>TARIFA BT3</b>				
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2E1P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	24.02	9308.00	2235.78
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	19.51	2496.00	486.97
Cargo por Potencia Activa de Generacion para usuarios:				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	43.22	51.48	2224.97
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	28.31	0.00	0.00
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	63.60	44.46	2827.66
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	56.08	0.00	0.00
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>8010.28</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1521.95</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>9532.24</b>

<b>TARIFA BT4</b>				
<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 1E1P</b>				
Cargo Fijo Mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia Activa en punta	ctm S/./kW.h	20.76	9308.00	1932.34
Cargo por energia Activa fuera de punta	ctm S/./kW.h	20.76	2496.00	518.17
Cargo por Potencia Activa de Generacion para usuarios:				
Presentes en Punta	ctm S/./kW.h	43.22	51.48	2224.97
Presentes Fuera de punta	ctm S/./kW.h	28.31	0.00	0.00
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios				
Presentes en Punta	S/./kW - mes	63.60	44.46	2827.66
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	56.08	0.00	0.00
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	4.27	5350.80	228.48
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>7738.04</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>1470.23</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>9208.27</b>

<b>TARIFA BT5A</b>				
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA 2E</b>		<b>NO SE APLICA</b>		
<b>Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20 KW en HP y HFP</b>				
Cargo Fijo mensual	S/.	6.43	3.60	3.60
Cargo por energia activa en punta	ctm S/. /kW.h	153.72	9308.00	14308.26
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/. /kW.h	19.51	2496.00	486.97
Cargo por exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S/. / kW - mes	57.58	-8.06	-464.09
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>14334.73</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>2723.60</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>17058.33</b>
<b>Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20 KW en HP y 50 kW HFP</b>				
Cargo Fijo mensual	S/.	6.43	6.43	6.43
Cargo por energia activa en punta	ctm S/. /kW.h	182.36	9308.00	16974.07
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/. /kW.h	19.51	2496.00	486.97
Cargo por exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S/. / kW - mes	57.58	-8.06	-464.09
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>17003.37</b>
<b>IGV 19 % (S/.)</b>				<b>3230.64</b>
<b>TOTAL (S/.)</b>				<b>20234.01</b>

#### 4.2.3. Evaluación de la gestión de los consumos energético y de potencia

Para poder evaluar los consumos de energía y de potencia se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Ñ Compensación de energía reactiva
- Ñ Factor de calificación (en punta o fuera de punta)
- Ñ Demanda máxima
- Ñ Consumos de la energía activa

##### a) Compensación de energía reactiva

De acuerdo a las tablas presentadas de simulación de costos de tarifas, se puede observar el costo por la energía reactiva es de S/228.48, lo cual permanece casi constante en todos los meses de estudio, Debido a esto se procederá a realizar una mejora en el dimensionamiento del banco de condensadores existente. Para esto se ha considerado lo siguiente:

- Ñ El factor de potencia del sistema eléctrico se ha determinado por las mediciones efectuadas.
- Ñ Se recomienda que el control del banco de condensadores sea

automático y secuencial para estar en coordinación con las cargas variables de la empresa.

Ñ Asumiendo que la carga no presenta un fuerte componente armónico ya que no existen equipos electrónicos importantes, se tiene que el factor de potencia al que debe de llegar el sistema es 0.97. Este factor de potencia es necesario para poder llegar a consumir energía reactiva igual o menos que el 30% de la energía activa total.

Ñ La demanda máxima que se utilizará en el dimensionamiento del banco de condensadores es la demanda máxima que se ha tenido en el mes.

#### b) Factor de calificación

El factor de calificación es un parámetro muy importante. En términos generales, un usuario pagará más si califica Presente en Punta que si califica Fuera de Punta. Sin embargo, la diferencia entre el pago cuando se encuentra en los dos escenarios no se puede generalizar para todos los casos, ya que esto dependerá del factor de calificación que presente y de la tarifa a la que se haya acogido el usuario.

**Tabla N° 7:** Factor de calificación

Mes	Factor de calificación	Tipo de cliente
Noviembre 2015	0,54	HP
Diciembre 2015	0,57	HP
Enero 2016	0,57	HP
Febrero 2016	0,61	HP
Marzo 2016	0,58	HP
Abril 2016	0,54	HP

De acuerdo a lo anterior se concluye que este suministro se encuentra calificado como Presente en Punta. Esta calificación podría cambiar si realizaran los trabajos de mantenimiento (en el taller) en el turno de la

mañana, es decir podrían utilizar libremente los equipos y herramientas porque son horas fuera de punta, y realizar sus trabajos de campo en el turno tarde todas las veces posible.

De esta manera se trasladaría el consumo que se da de 4pm a 9pm a horas de la mañana con lo cual podría disminuir mucho más el costo total por energía eléctrica. Además de hacer estas variaciones en la gestión del personal y sus actividades también se pueden realizar mejoras técnicas para disminuir el consumo de potencia activa, como se explicó anteriormente cambiando o reemplazando lámparas o balastos, como se explica a continuación.

**Tabla Nº 8:** Reducción de consumo de energía activa gracias a los cambios de balastro convencional y de tubo T-12 de 36W a lámpara LED.

<b>Cargas con balastro convencional y tubo T-12</b>	<b>Potencia (W)</b>
Lámparas (2 lámparas de 36W)	72
Sistema de encendido mediante balastro convencional	18
Total	90
<b>Lampara LED de 28 W</b>	<b>Potencia (W)</b>
02 Lamparas LED de 28W	54
Total	54

El 82.35% de la carga de iluminación de local (aquellos que poseen tubos fluorescentes T-12 y arrancador electromagnético), puede reducir su consumo de potencia y energía en 41.3%. Se tiene en total 140 LUMINARIAS, es decir 280 tubos fluorescentes T-12 en esta situación.

El 17.65% restante es iluminación exterior e iluminación del taller, en el caso de la iluminación de taller no va existir modificación por la gran cantidad de luz que requiere para funcionar (500lux).

Entonces si antes se consumía 90W por cada luminaria (en total 140) teníamos una potencia de 12,600W, si realizamos el cambio a lámparas

LED, tendríamos 54W por luminaria (en total 140) entonces tendremos una potencia de 7560W.

Es decir 5,040W de potencia menos, potencia que ya no se consumiría, ni generaría un costo de energía eléctrica.

#### 4.3. AHORRO ECONÓMICO CON EL CAMBIO DE TARIFA

Para proceder a la evolución económica se debe definir en una primera instancia lo siguiente:

- 1) El horizonte de proyección del proyecto.
- 2) El costo de la inversión inicial.
- 3) Los beneficios que va a traer consigo el proyecto.

##### a. El horizonte de proyección del proyecto

Considerando que cada año se pueden realizar los cambios de tarifas, se analizara el ahorro del cambio de tarifa en un año, 12 meses

Mes	Ahorro de cambio de MT2 MT4
Enero	S/620.11
Febrero	S/620.11
Marzo	S/620.11
Abril	S/620.11
Mayo	S/620.11
Junio	S/620.11
Julio	S/620.11
Agosto	S/620.11
Septiembre	S/620.11
Octubre	S/620.11
Noviembre	S/620.11
Diciembre	S/620.11
<b>Total</b>	<b>S/7,441.32</b>

#### **b. Cuantificación del costo de la inversión inicial**

Para cuantificar el costo de la inversión inicial se debe cuantificar el costo de implementar las medidas correctivas indicadas, en este caso el ahorro de **S/7,441.32**, no requiere de un costo de inversión inicial, ya que con una solicitud a la empresa concesionaria se puede realizar este cambio de tarifa de MT2 a MT4, entonces se tendrá un ahorro mensual y anual sin efectuar una inversión inicial.

#### **c. Los beneficios que va a traer consigo el proyecto.**

Además de tener el beneficio económico de ahorro, también este cambio de tarifa nos hace concientizar el uso de la energía en horas fuera de punta como prioridad en el ahorro energético y económico, lo cual cambiara la gestión de personal para optimizar el uso de la energía eléctrica en la empresa y con ello seguir incrementando los ahorros de energía.

### **4.4. AHORRO ECONÓMICO CON EL CAMBIO DE LÁMPARAS**

El horizonte que se tendrá en cuenta en el proyecto será de 30 años. Se ha elegido este tiempo debido a que es el tiempo de vida útil que se asumen tienen las lámparas LED, ya que tienen un tiempo de vida útil promedio de 80,000 horas.

#### **a. Cuantificación del costo de la inversión inicial**

Para cuantificar el costo de la inversión inicial se debe cuantificar el costo unitario de cada lámpara LED, el total de unidades serán 280 lámparas.

**Tabla Nº 9:** Cuantificación de la inversión inicial del proyecto de ahorro energético  
Costo de inversión inicial

Item	Descripción	Cantidad	Precio unitario S/	Costo S/.
1	Lamparas LED	280	120	33,600
	Total de inversión inicial			33,600

### **b. Los beneficios del proyecto**

Reducción de los costos por suministro de energía eléctrica. Ya que se estaría disminuyendo la potencia instalada de 12,600W a 7560W, que corresponde a la iluminación de interiores.

Se disminuye los costos de mantenimiento de las luminarias debido a que ahora se tendrán que renovar con menor frecuencia. Ahora el tiempo de vida útil de las lámparas LED ha aumentado considerablemente, de 12 000 a 80,000 horas.

Alivio de los componentes de la SED subestación eléctrica conductores y transformador. Esto se debe porque ahora el consumo de energía activa y aparente será menor, al disminuir la potencia del sistema de iluminación de local y al aumento de la compensación de la energía reactiva. Un mejor sistema de iluminación en el local.

Como se puede dar cuenta, se consiguen varios beneficios con la implementación del proyecto. Sin embargo, solo los dos primeros beneficios se pueden cuantificar monetariamente.

El ahorro del sistema de iluminación sería: si antes se consumía 90W por cada luminaria (en total 140) teníamos una potencia de 12,600W, si realizamos el cambio a lámparas LED, tendríamos 54W por luminaria (en total 140) entonces tendremos una potencia de 7560W. Es decir 5,040W de potencia menos, potencia que ya no se consumiría, ni generaría un

costo de energía eléctrica. Y considerando 72 horas semanales en promedio que se utiliza el sistema de iluminación. Tendríamos un consumo de energía de 362.88KWH que se dejaría de consumir al realizar este cambio. Y un costo de energía de acuerdo a su tarifa MT4 de 19.15 ctm. S/./kW.h, entonces tendríamos un ahorro mensual de S/69.4552, considerando los 12 meses de análisis, tendríamos un ahorro anual de S/833.46:

**Tabla N° 10:** Cuantificación de los beneficios que traería consigo el proyecto de ahorro energético

<b>Beneficios</b>	<b>Ahorro en S/. por</b>
Suministro de energía eléctrica	<b>S/7,441.32</b>
Ahorro en cambio de tubos	<b>S/833.46</b>
<b>AHORRO TOTAL ANUAL</b>	<b>S/8,274.78</b>

Como se puede observar en la tabla anterior, el ahorro anual es significativo, considerando que el costo de inversión es mínimo, además si la empresa implementa las recomendaciones efectuadas en este trabajo, como mejorar la gestión de trabajo en horas punta y fuera de punta, obtendrá mayores ahorros económicos.

## CONCLUSIONES

- 1) Se realizó un estudio del consumo energético de la empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.L, y se planteó propuestas de ahorro energético y gestión tarifaria adecuada.
- 2) Se presentó los fundamentos teóricos y normativos del ahorro energético y gestión tarifaria vigentes en el Perú.
- 3) Se presentó un ejemplo práctico de la aplicación de los conceptos de ahorro energético en la empresa ROTTCHAA SERVICES E.I.R.L., de acuerdo a los datos históricos y a las mediciones efectuadas se concluye que este suministro se encuentra calificado como Presente en Punta. Esto debido a una mala administración del personal técnico, ya que cuando se realizó el estudio ellos realizaban labores de campo en el turno de mañana y las labores del taller era en la empresa en el turno tarde hasta las 21:00horas que son horas punta donde el costo de energía es significativo, esta calificación podría cambiar si realizaran los trabajos de mantenimiento (en el taller) en el turno de la mañana, es decir podrían utilizar libremente los equipos y herramientas porque son horas fuera de punta, y realizar sus trabajos de campo en el turno tarde todas las veces que fuera posible. De esta manera se trasladaría el consumo que se da de 4pm a 9pm a horas de la mañana con lo cual podría disminuir mucho más el costo total por energía eléctrica.
- 4) Se analizó la opción tarifaria más óptima, de acuerdo a sus diagramas de carga, que se obtuvieron con la mediciones de los parámetros eléctricos mediante un analizador de redes eléctricas, que se instaló por cinco días, de acuerdo a dicha información y con los datos históricos que se obtuvieron se recomendó el cambio de tarifa del MT2 a la tarifa MT4, con dicho cambio tarifario se tiene un ahorro mensual de S/620.11, lo que significa un %8.40 de ahorro mensual, sin realizar ninguna inversión. Y un ahorro anual de S/7,441.32. El ahorro del sistema de iluminación seria: si antes se

consumía 90W por cada luminaria (Fluorescente convencional) (en total 140) teníamos una potencia de 12,600W, si realizamos el cambio a lámparas LED, tendríamos 54W por luminaria (en total 140) entonces tendremos una potencia de 7560W. Es decir 5,040W de potencia menos, potencia que ya no se consumiría, ni generaría un costo de energía eléctrica. Y considerando 72 horas semanales en promedio que se utiliza el sistema de iluminación. Tendríamos un consumo de energía de 362.88KWH que se dejaría de consumir al realizar este cambio. Y un costo de energía de acuerdo a su tarifa MT4 de 19.15 ctm. S/./kW.h, entonces tendríamos un ahorro mensual de S/69.4552, considerando los 12 meses de análisis, tendríamos un ahorro anual de S/833.46.

- 5) El ahorro anual es significativo S/8,274.78, considerando que el costo de inversión es mínimo, además si la empresa implementa las recomendaciones efectuadas en este trabajo, como mejorar la gestión de trabajo en horas punta y fuera de punta, obtendrá mayores ahorros económicos
- 6) Se concretó un acercamiento entre la Universidad y el Sector Empresarial, fomentando la aplicación de la ingeniería eléctrica basada en la Normativa, con las recomendaciones obtenidas con dicho estudio, ya que dicho estudio se hizo a modo de prácticas pre-profesionales, lo cual no implicó un gasto para la empresa y se llevó un buen concepto de nuestra Universidad.
- 7) Se presentar las opciones Tarifarias vigentes, y Políticas Energéticas, a fin de crear conciencia en los estudiantes de la aplicación práctica de los conceptos de ahorro energético, ya que todo ingeniero proyectista, de mantenimiento o de operaciones, independiente de su especialidad, debe de tener en cuenta a la hora de su diseño, plan de mantenimiento o de programación de trabajos estos criterios de optimización de la energía eléctrica y sus tarifas.

## RECOMENDACIONES

- 1) Se recomienda tener instalado en forma permanente un analizador de redes eléctricas en el tablero general de todas las empresas, universidades, etc., para poder realizar este tipo de estudio en forma más sencilla y con datos más completos, que nos permitan evaluar la tarifa correspondiente a cada sistema eléctrico y mejorar otros parámetros eléctricos.
- 2) Utilizar equipos modernos que garanticen trabajos con equipos de una eficiencia elevada ya que actualmente la tendencia que se tiene en el mundo es trabajar con equipos de alta eficiencia que permitan ahorrar energía el consumo de energía eléctrica.
- 3) Se recomienda realizar este tipo de estudio, aplicación correcta de Pliegos Tarifarios y optimización del consumo eléctrico a las empresas o sector empresarial de todos los ámbitos.
- 4) Se recomienda que los organismos pertinentes difundan los alcances de la normativa de tarifas vigente, con el objetivo de que éstas sean aplicadas de manera adecuada.
- 5) Motivar a los alumnos y usuarios de nuestra Universidad en el desarrollo de la investigación con prioridad en temas de ahorro energético.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Normas DGE “Terminología en Electricidad” y “Símbolos Gráficos en Electricidad”.
2. Schneider Electric. La compensación de la energía reactiva – Capítulo E [www.sebyc.com/descargas/reea/schneider/Tomo\\_E.pdf](http://www.sebyc.com/descargas/reea/schneider/Tomo_E.pdf)
3. OSINERGMIN Opciones tarifarias y condiciones de paliación de las tarifas a usuario final. Para descargar de internet. 02 de abril del 2010. Accesible en [www2.osinerg.gob.pe/.../OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/.../OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf)
4. Ministerio de Energía y Minas, “Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento”- Perú, 1992.
5. Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 001, “Procedimiento para la Fijación de Precios Regulados” - Perú, 2003. Ministerio De Energía
6. Gamio Aita, Pedro (2007), Cambio de matriz energética y desarrollo sostenible, objetivo de política de estado. [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/presentaciones/presentacion\\_vme.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/presentaciones/presentacion_vme.pdf)
7. Luna Pont, Carlos. Climatización y ahorro energético en el hogar. Para descargar de internet. 02 de abril del 2010. [www.santacruz.gov.ar/.../1-%20Guía%20Ahorro%20Energético%20en%20el%20Hogar.pdf](http://www.santacruz.gov.ar/.../1-%20Guía%20Ahorro%20Energético%20en%20el%20Hogar.pdf) –



## ANEXO N° 2

## NORMA

## “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Filial”

CAPÍTULO PRIMERO  
ASPECTOS GENERALES**Artículo 1°.- Objeto**

La presente Norma tiene por objeto establecer las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final.

**Artículo 2°.- Alcance**

Están comprendidos dentro del alcance de la presente Norma, las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios del servicio público de electricidad. En particular, quedan incluidos los usuarios libres que decidan pertenecer a la condición de cliente regulado de conformidad con la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, concordado con el artículo segundo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y el artículo tercero del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

**Artículo 3°.- Base Legal**

- 3.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- 3.2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- 3.3 Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 3.4 Decreto Supremo N° 007-2006-EM y sus modificatorias establecidas por el Decreto Supremo N° 031-2008-EM, sobre modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y disposiciones sobre el sistema prepago de electricidad.
- 3.5 Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM, que establece el Sistema de Medición Centralizada.
- 3.6 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.7 Decreto Supremo N° 022-2009-EM, que aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 3.8 Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER).
- 3.9 Decreto Supremo N° 025-2007-EM que aprueba el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural (RLGER)
- 3.10 Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD, que fija los presupuestos y cargos mensuales de reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica.
- 3.11 Ley N° 28307, Ley que modifica y amplía los factores de reducción tarifaria de la Ley N° 27510, Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).
- 3.12 Resolución OSINERGMIN N° 689-2007-OS/CD, Texto Único Ordenado de la Norma Procedimiento de Aplicación del FOSE.
- 3.13 Decreto Supremo N° 006-2009-PCM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema de Protección al Consumidor.

#### Artículo 4°.- Definiciones

Las definiciones señaladas se utilizan únicamente para los fines de aplicación de las opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas aplicables a usuario final.

##### 4.1 Usuarios en Media Tensión y Baja Tensión

- a) 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 = kilovoltio) y menor a 30 kV.
- b) Son usuarios en Baja Tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.
- c) En caso que no cuenten con la medición adecuada en MT, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en BT. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2% para el sector típico 1 y de 2,5% para los otros sectores, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía. La empresa distribuidora podrá proponer al OSINERGMIN un valor de recargo por pérdidas de transformación promedio distinto al indicado, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de MT que se encuentran medidos en BT, para un periodo mínimo de un año.

##### 4.2 Usuarios con Tensiones de Suministro superiores a Media Tensión

Las tarifas para aquellos usuarios del servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios a nivel de generación según la resolución vigente del OSINERGMIN.

##### 4.3 Usuarios prepago del servicio eléctrico

- a) Se define como usuarios prepago del servicio eléctrico a aquellos usuarios, cuyos suministros conectados en BT, que contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso.
- b) A estos efectos, el usuario procederá a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima.
- c) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior, será facturada por la empresa distribuidora en función al valor del cargo tarifario vigente correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables.
- d) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tendrá fecha de vencimiento.
- e) Una vez agotada la cantidad de energía adquirida en forma anticipada por el usuario prepago, el equipo de medición instalado en el punto de suministro

interrumpirá el servicio hasta que el usuario adquiera una nueva cantidad de energía. Esta situación de interrupción del servicio no podrá ser invocada por el usuario como una interrupción en el servicio eléctrico a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en la normativa para el control de la calidad del servicio eléctrico.

#### **4.4 Usuarios con sistema de medición centralizada**

Son aquellos usuarios, de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM, cuyos consumos se miden mediante un sistema de medición centralizada que agrupa los equipos de medición de uno o más usuarios en una misma caja concentradora, que puede ser instalada en estructuras de las redes de BT (no comprende la subestación de distribución) y a partir de la cual se derivan las acometidas para cada predio. La medición y operación de los puntos de suministro (lectura, interrupción y/o restitución del suministro) para cada usuario se realiza mediante el sistema de medición centralizada en forma remota e incluye un medio de visualización de los consumos de energía accesible al usuario.

#### **4.5 Usuarios Temporales**

- a) Se define como usuarios temporales a aquellos usuarios que requieren el servicio eléctrico por un periodo limitado de tiempo y en forma no repetitiva (Ejemplo: ferias, eventos y/o espectáculos en la vía pública, circos, obras en construcción, etc).
- b) La posibilidad de conexión de los usuarios bajo esta modalidad está limitada a la ausencia de la necesidad del desarrollo de redes por parte de la empresa distribuidora para la atención del suministro temporal.
- c) El costo de la conexión temporal será cubierto por el usuario y dicho costo no podrá superar los precios regulados de la conexión eléctrica fijados por el OSINERGMIN.

#### **4.6 Usuarios Provisionales**

Se define como usuarios provisionales del servicio eléctrico, de acuerdo al Artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas, a aquellos usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuentan con habilitación urbana, conectados en BT en forma colectiva.

#### **4.7 Usuarios rurales con celdas fotovoltaicas**

Son aquellos usuarios ubicados en sistemas eléctricos rurales (SER) establecidos por la LGER y cuyos suministros son alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.

#### **4.8 Factor del Costo del IGV (FIGV)**

De ser el caso, el factor FIGV se aplicará de conformidad a lo indicado en la Resolución de Fijación del Valor Agregado de Distribución vigente.

#### **4.9 Horas de Punta y Horas Fuera de Punta**

- a) Se entenderá por horas de punta (HP), el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

Si el equipo de medición correspondiente a la opción tarifaria elegida por el usuario lo permite o si el usuario solicita a la empresa distribuidora el acondicionamiento de su sistema de medición a costos establecidos en la regulación de los costos de conexión, se exceptuará en la aplicación de las horas de punta, los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación solo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

- b) Se entenderá por horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

#### **4.10 Potencia Instalada, Potencia Conectada y Potencia Contratada**

- a) Se entenderá por Potencia Instalada, a la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos eléctricos que se alimenta de un suministro de electricidad.
- b) Se entenderá por Potencia Conectada, aquella potencia activa máxima requerida por el usuario al momento de solicitar el suministro y que técnicamente soporta la conexión eléctrica; el mismo que debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya.
- c) Se entenderá por Potencia Contratada, aquella potencia activa máxima que puede tomar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria. Al respecto, cualquier aumento de la mencionada potencia activa máxima, requerida por el usuario y que no exceda la potencia conectada, no deberá generar cobros adicionales por conceptos relacionados con los costos de conexión eléctrica y en tal sentido la empresa concesionaria de forma conjunta con el usuario deberán regularizar automáticamente la nueva potencia contratada.

#### **4.11 Demanda Máxima Mensual, Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta**

- a) Se entenderá por demanda máxima mensual, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes.
- b) Se entenderá por demanda máxima mensual en horas de punta, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de punta a lo largo del mes.
- c) Se entenderá por demanda máxima mensual fuera de punta, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo fuera de punta a lo largo del mes.

#### **4.12 Periodo de Facturación**

- a) Con la excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni

exceder los treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, reinstalación de la conexión o cuando se modifique el tipo de conexión de un suministro existente, podrá aplicarse un período de facturación no mayor a 45 días calendario, ni menor a 15 días calendario.

- b) En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación se expresará en días o meses, dependerá del plazo del contrato de suministro y será acordado entre las partes e incluido en el contrato. Para contratos de suministro cuyo plazo es expresado en meses, el periodo de facturación poseerá una frecuencia mensual, según lo indicado en el párrafo precedente.
- c) En el caso de los sistemas eléctricos de los Sectores de Distribución Típicos 4 (Urbano-rural) y 5 (Rural) y los SER establecidos por la LGER, las empresas distribuidoras podrán aplicar una modalidad de facturación mensual a través de lecturas semestrales para la opción tarifaria BT5B, previa evaluación del pedido que formulen un grupo significativo de usuarios, en dicho caso, la empresa distribuidora antes de aplicar el cambio de modalidad de facturación deberá dar aviso al OSINERGMIN.
  - c.1) La empresa distribuidora estimará el promedio mensual de consumo del usuario en el semestre y le enviará semestralmente al mismo seis facturas mensuales de similar monto, calculadas en base a este promedio mensual de consumo.
  - c.2) El cálculo del promedio mensual de consumo debe realizarse considerando el consumo promedio mensual histórico de un periodo de seis meses, correspondientes a meses similares del año anterior (CP\_MS) para los cuales se proyectan los consumos, de forma tal de introducir en el cálculo aspectos relacionados con la estacionalidad del consumo, así como los efectos relacionados con las actividades económicas regionales. Luego, el valor resultante (CP\_MS) debe validarse con el valor promedio mensual histórico de los últimos seis meses al periodo de facturación que se proyecta (CP\_MU). El valor que se tomará finalmente como base para efectuar la facturación semestral será el menor de los valores CP\_MS o CP\_MU.
  - c.3) Excepcionalmente la empresa concesionaria a partir de la información suministrada por los usuarios, podrá recalcular el consumo histórico promedio mensual diferente al señalado con el procedimiento del párrafo anterior, siempre y cuando éste resultado no exceda a los valores CP\_MS ó CP\_MU.
  - c.4) Una vez que se realice la siguiente lectura, la distribuidora calculará la diferencia entre los kW.h consumidos y los kW.h facturados en el periodo anterior y el saldo respectivo de cantidad de unidades de energía será valorizado al pliego tarifario vigente al momento de efectuar la lectura, el cual será incluido en forma proporcional en las siguientes seis facturas mensuales del usuario.
  - c.5) Excepcionalmente, la empresa distribuidora podrá realizar la refacturación correspondiente, dentro del periodo comprendido de lecturas semestrales, en el caso de una variación mensual de la facturación por consumo de

energía a los usuarios mayor a 10 %, por efecto de la variación del pliego tarifario dentro de dicho periodo.

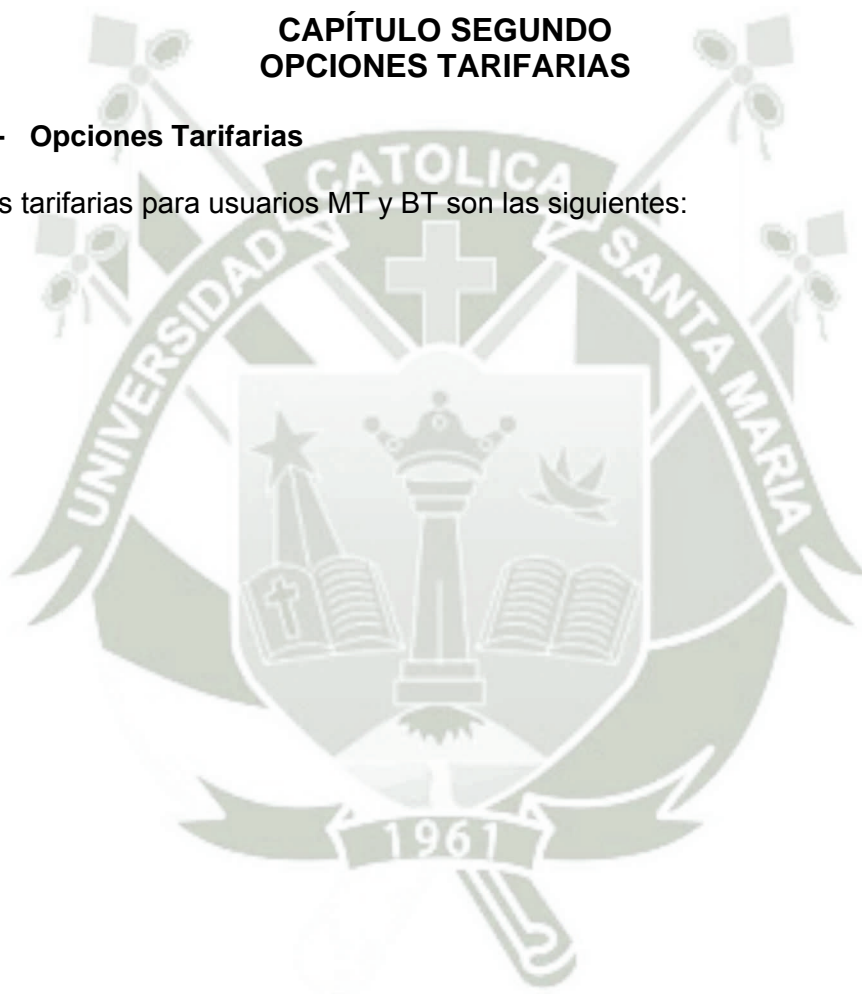
#### 4.13 Domicilio de facturación

Solo en el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, deben definir el domicilio de facturación, el cual podrá ser eventualmente diferente al domicilio del punto de suministro. Este domicilio de facturación será empleado por la distribuidora para el envío de las facturas o recibos y de toda otra comunicación con el usuario temporal del servicio eléctrico. El domicilio de facturación definido por el usuario temporal del servicio eléctrico deberá estar ubicado dentro del área de concesión de la empresa distribuidora.

## CAPÍTULO SEGUNDO OPCIONES TARIFARIAS

### Artículo 5°.- Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios MT y BT son las siguientes:



Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
<b>Media Tensión</b>		
<b>MT2</b>	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>MT3</b>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>MT4</b>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
<b>Baja Tensión</b>		
<b>BT2</b>	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT3</b>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT4</b>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT5A</b>	<p>Medición de dos energías activas (2E)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.</p> <p>e) Cargo por exceso de potencia en horas de punta.</p>
<b>BT5B</b>	<p>Medición de una energía activa (1E)</p> <p>Energía: Total del mes</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p>

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
<b>Baja Tensión</b>		
<b>BT5C</b>	Iluminación Especial o Alumbrado Adicional a cargo de Municipalidades, medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
<b>BT5C-AP</b>	Alumbrado Público por aplicación del artículo 184° del RLCE, medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
<b>BT5D</b>	Medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
<b>BT5E</b>	Medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
<b>BT6</b>	Medición de una potencia activa (1P)  Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.
<b>BT7</b>	Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo comercial del servicio prepago b) Cargo por energía activa.
<b>BT8</b>	Suministros Rurales con Celdas Fotovoltaicas	a) Cargo mensual de energía equivalente

## CAPÍTULO TERCERO CÁLCULO DE LOS CARGOS TARIFARIOS

### Artículo 6°.- Definición de Parámetros

- 6.1** A continuación se definen los parámetros empleados en las fórmulas tarifarias para el cálculo de los cargos tarifarios.
- 6.2.** Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

Parámetro	Definición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFHCO	Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada (S./mes)
CFEAP	Cargo fijo mensual para medición de Alumbrado Público (S./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S./mes)
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./mes)
CCSF <sub>z,rCC</sub>	Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Continua (CC) (S./kW.h)
CCSF <sub>z,rCA</sub>	Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Alterna (CA) (S./kW.h)

Parámetro	Definición
CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h)
CMTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación
CMTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PESED	Factor de expansión de pérdidas de energía en subestaciones de distribución MT/BT <sup>1</sup>
PEBTCO	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión para medición centralizada <sup>2</sup> .
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
PPSED	Factor de expansión de pérdidas de potencia en subestaciones de distribución MT/BT <sup>3</sup>
PPBTCO	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para medición centralizada <sup>4</sup> .
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión

<sup>1</sup> Se determina a partir del anterior PEBT descontando las pérdidas de energía en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.

<sup>2</sup> Se determinaría descontando del factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.

<sup>3</sup> Se determina a partir del anterior PPBT descontando las pérdidas de potencia en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.

<sup>4</sup> Se determinaría descontando del factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.

Parámetro	Definición
NHUBTPP <sub>A</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTFP <sub>A</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTPP <sub>B</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTFP <sub>B</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTPRE	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en baja tensión
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. /kW.h)
PEFP	Precio de la energía en horas de fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. / kW.h)
PE	Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S/. /kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. /kW–mes )
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes )
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes )
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes )
VSEDPP	Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta <sup>5</sup> (S/. /kW–mes )
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes )
EPP	Energía mensual registrada en horas de punta (kW.h)
EFP	Energía mensual registrada en horas fuera de punta (kW.h)
$\alpha_{MT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
$\alpha_{BT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT
B	Factor de descuento por pago adelantado
FIGV	Factor del Costo del IGV

<sup>5</sup> Se determina a partir del anterior VBTPP descontando los costos correspondientes a la red de BT

### 6.2.1 Opción Tarifaria MT2

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S/. /kW.h)

B.1) En horas de Punta

PEMT x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x PEFP

C) Cargos por Potencia Activa (S/. /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

PPMT x PP x FCPPMT

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

VMTPP x FCPPMT

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

VMTFP x FCFPMT

D) Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h )

CER

### 6.2.2 Opción Tarifaria MT3

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

B.1) En horas de Punta

PEMT x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x PEFP

C) Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$PPMT \times PP \times CMTPP_g$$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$VMTPP \times CMTPP_d + (1 - CMTPP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$PPMT \times PP \times CMTFP_g$$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$VMTPP \times CMTFP_d + (1 - CMTFP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h)

CER

### 6.2.3 Opción Tarifaria MT4

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

PEMT x PE

C) Cargos por Potencia Activa (S/./ kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$PPMT \times PP \times CMTPP_g$$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$VMTPP \times CMTPP_d + (1 - CMTPP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$PPMT \times PP \times CMTFP_g$$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$\text{VMTPP} \times \text{CMTFP}_d + (1 - \text{CMTFP}_d) \times \text{VMTFP} \times \text{FCFPMT}$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h)

CER

#### 6.2.4 Opción Tarifaria BT2

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

B.1) En horas de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEPP}$$

B.2) En horas fuera de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEFP}$$

C) Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

$$\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} \times \text{FCPPBT}$$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

$$(\text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) \times \text{FCPPBT}$$

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

$$\text{VBTFP} \times \text{FCFPBT}$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h)

CER

#### 6.2.5 Opción Tarifaria BT3

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

B.1) En horas de Punta

PEMT x PEPT x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x PEPT x PEFP

C) Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTPP<sub>g</sub>

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$(VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPP_d + (1 - CBTPP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTFP<sub>g</sub>

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$(VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP_d + (1 - CBTFP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h)

CER

#### 6.2.6 Opción Tarifaria BT4

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

PEMT x PEPT x PE

C) Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTPP<sub>g</sub>

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPP_d + (1 - CBTPP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFP_g$$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP_d + (1 - CBTFP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)

CER

### 6.2.7 Opción Tarifaria BT5A

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

B.1) En horas de punta =  $X_{PA} + Y_{PA}$

B.1.1) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$X_{PA} = PEMT \times PEBT \times PEPP$$

$$Y_{PA} = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPP_A$$

B.1.2) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$X_{PA} = PEMT \times PEBT \times PEPP$$

$$Y_{PA} = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPP_B$$

B.2) En horas fuera de punta =  $PEMT \times PEBT \times PEFP$

C) Cargo por exceso de potencia (S./kW-mes)

VBTPP

C.1) En el caso en que el usuario no cuente con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, el exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW, se calculará como sigue:

C.1.1) Para usuarios con potencia conectada o de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[ \frac{EFP}{NHUBTFP_A} - \frac{EPP}{NHUBTPP_A} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.1.2) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[ \frac{EFP}{NHUBTFP_B} - \frac{EPP}{NHUBTPP_B} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.2) En el caso en que el usuario si cuenta con un sistema de medición o cuando la empresa instale a su costo un equipo de control temporal, que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, el exceso de potencia se calculará como sigue:

C.2.1) El exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW ( $kW_{EXCESO}$ ) se determinará como la diferencia, entre la potencia activa registrada en horas fuera de punta y la potencia activa registrada en horas de punta, del mencionado sistema de medición o equipo de control.

C.2.2) Adicionalmente, para los casos de vulneración de las condiciones de aplicación de la opción tarifaria BT5A, establecidas en la presente norma, el exceso de potencia para las horas de punta en kW ( $kW_{EXCESOHP}$ ) se determinará del siguiente modo:

$$kW_{EXCESOHP} = [ kW_{HP-REGISTRADO} - 20 ]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

### 6.2.8 Opción Tarifaria BT5B

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEBT \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTTP) / NHUBT$$

### 6.2.9 Opción Tarifaria BT5C

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) =  $b_1 + b_2$

$$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE}$$

$$b_2 = (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) / \text{NHUBTAP}$$

#### 6.2.10 Opción Tarifaria BT5C-AP

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFEAP

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) =  $b_1 + b_2$

$$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE}$$

$$b_2 = (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) / \text{NHUBTAP}$$

#### 6.2.11 Opción Tarifaria BT5D

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) =  $b_1 + b_2$

$$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PESED} \times \text{PE}$$

$$b_2 = (\text{PPMT} \times \text{PPSED} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPSED} + \text{VSEDPP}) / \text{NHUBT}$$

#### 6.2.12 Opción Tarifaria BT5E

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFHCO

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) =  $b_1 + b_2$

$$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBTCO} \times \text{PE}$$

$$b_2 = (\text{PPMT} \times \text{PPBTCO} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPBTCO} + \text{VBTPP}) / \text{NHUBT}$$

#### 6.2.13 Opción Tarifaria BT6

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFE

B) Cargo por Potencia Activa (S/./kW) =  $b_1 + b_2$

$$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE} \times \text{NHUBT}$$

$$b_2 = \text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}$$

#### 6.2.14 Opción Tarifaria BT7

A) Cargo Comercial Servicio Prepago (S/ /mes)

CCSP

B) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) =  $b_1 + b_2 + b_3$

$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE} \times \beta$

$b_2 = (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} \times \beta) / \text{NHUBTPRE}$

$b_3 = \{ \text{VMTTP} \times [1 - (\alpha_{\text{MT}} / 100)] \times \text{PPBT} + \text{VBTPP} \times [1 - (\alpha_{\text{BT}} / 100)] \} \times \beta / \text{NHUBTPRE}$

### 6.2.15 Opción Tarifaria BT8

A) Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas “z”, para el rango de consumo “r” y el sistema para Corriente Continua (CC) (S/./kW.h)

$\text{CCSF}_{z,r,CC}$

B) Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas “z”, para el rango de consumo “r” y el sistema para Corriente Alterna (CA) (S/./ kW.h )

$\text{CCSF}_{z,r,CA}$

## CAPÍTULO CUARTO CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN

### Artículo 7°.- Elección de la Opción Tarifaria

- 7.1** Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el Capítulo “**Opciones Tarifarias**”, de la presente Norma, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT6, BT7 y BT8; dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.
- 7.2** Los usuarios temporales del servicio eléctrico podrán optar por cualquier opción tarifaria, teniendo presente el sistema de medición requerido y las limitaciones establecidas en las condiciones específicas de aplicación, debiendo sufragar los costos de conexión a precios regulados por el OSINERGMIN, que corresponda.
- 7.3** Para aquellos usuarios que no cuenten con acuerdos formales con relación al inicio de la elección de la opción tarifaria, ésta deberá computarse anualmente a partir del 1° de mayo de cada año. Para aquellos usuarios que cuenten con contratos de suministro, la fecha de inicio para calcular la vigencia de la opción tarifaria, será la fecha que eligió su opción tarifaria.
- 7.4** Con el propósito de cumplir con el Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema de Protección al Consumidor, las empresas de distribución deberán proporcionar de forma gratuita a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria; como son: histórico de consumos de energía y potencia en HP y HFP, precios vigentes de los cargos de facturación por opción tarifaria, de ser el caso, los mismos que deben ser elaborados en forma tabular. En particular las concesionarias deberán preparar y entregar a los usuarios al momento de iniciar el trámite de solicitud de un nuevo suministro o cuando el usuario lo solicite

para analizar un cambio de opción tarifaria, una guía práctica o folleto explicativo, el cual debe resumir como mínimo los siguientes aspectos de la presente Norma:

**7.4.1** Para los usuarios que soliciten suministros con potencias a contratar mayores a los 20 kW

- a) Una descripción breve de las opciones tarifarias disponibles por nivel de tensión, incluyendo las características del sistema de medición de cada opción tarifaria.
- b) Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
- c) Ejemplos simples de facturación para cada opción tarifaria.

**7.4.2** Para los usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a los 20 kW, para usos que no sean residencial

- a) Una descripción breve de las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5E y BT6.
- b) Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
- c) Ejemplos simples de facturación para cada una de las 4 opciones tarifarias.

**7.4.3** Para los usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a los 10 kW, para usos que sean residencial

- a) Una descripción breve de la opción tarifaria.
- b) Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
- c) Ejemplos simples de facturación.

## **Artículo 8°.- Vigencia de la Opción Tarifaria**

**8.1** La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo mínimo de un año, con excepción del caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico.

En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el plazo de vigencia de la opción tarifaria será acordado entre la empresa y el usuario temporal. El plazo deberá ser expresado en días o meses. Será en días para los casos en el que el plazo sea hasta de 90 días y en meses en los casos que el plazo sea mayor, el cual no podrá ser superior a 12 meses.

**8.2** La empresa de distribución eléctrica informará al usuario de opción tarifaria con medición de potencia y energía, la finalización de la vigencia de la opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario.

**8.3** Vencido el plazo de vigencia y si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario, la opción tarifaria y, de ser el caso, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa, se renovará automáticamente por la distribuidora por períodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente.

- 8.4** En el caso de los contratos con usuarios temporales del servicio eléctrico:
- a) La empresa distribuidora deberá notificar al usuario temporal de la proximidad en la finalización de la vigencia de la opción tarifaria tomada por el mismo, solo en aquellos casos donde la duración sea superior a los 90 días. La notificación se realizará en el domicilio de facturación indicado por el usuario temporal, en un plazo similar al exigido para los restantes usuarios. Vencido el plazo de vigencia, la empresa distribuidora está facultada para la interrupción del servicio al usuario temporal.
  - b) Los contratos de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora podrán ser renovados, siempre que el período acumulado total del suministro temporal no exceda de un año, a solicitud del usuario temporal, no pudiendo estos ser renovados en forma automática. En las prórrogas al contrato de suministro, el usuario temporal deberá elegir la opción tarifaria que regirá durante cada prórroga.
  - c) En caso de superarse el plazo de un año desde la entrada en vigencia del primer contrato de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora, este último perderá su condición de temporal a los efectos de definición de la presente normativa.

#### **Artículo 9°.- Cambio de la Opción Tarifaria**

- 9.1** El usuario podrá cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de dicha opción tarifaria, cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada. Por lo tanto, en un periodo de un año, el usuario solo puede tener como máximo dos opciones tarifarias diferentes, concordante con lo establecido por el numeral 7.1.3, literal c), inciso iv, de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- 9.2** La empresa distribuidora de electricidad debe aplicar las respectivas valorizaciones de los consumos en los plazos y condiciones indicados en el numeral 7.1.3 literal c) de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- 9.3** El usuario deberá afrontar en caso que corresponda los eventuales costos de adecuación del sistema de medición u otros de la conexión, cuando se requiere la medición de mayores parámetros de energía y potencia o se requiera mayor sección de cable de acometida u otra dimensión de la caja portamedidor y/o para cumplir con las limitaciones de potencia de la opción tarifaria que solicita. En estos casos se debe considerar, solo los elementos necesarios para la adecuación de la opción tarifaria requerida a costos máximos establecidos en la regulación de los costos de conexión (costos de materiales, equipos de medición, protección y recursos); para estos casos no se incluye la actividad de reprogramación de los equipos de medición. Asimismo, los cargos de reposición y mantenimiento serán de la correspondiente opción tarifaria.
- 9.4** El cambio de la opción tarifaria no afecta el consumo histórico de la demanda para los efectos de cálculo de la potencia variable por uso de las redes de distribución.
- 9.5** En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, los mismos no podrán cambiar de opción tarifaria durante la vigencia del contrato de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora.

### **Artículo 10°.- Facturación Cargo Fijo Mensual**

- 10.1** El cargo fijo mensual es independiente del consumo y será incluido en la factura al usuario en cada periodo de facturación, inclusive si el consumo es nulo en el periodo.
- 10.2** El cargo fijo mensual está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura. El usuario no debe efectuar, directa o indirectamente, ningún tipo de pago adicional, por ninguno de los conceptos asociados al cargo fijo mensual.

### **Artículo 11°.- Facturación de Energía Activa**

La facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa, expresado en kilowatts-hora (kW.h), por el respectivo cargo unitario, según corresponda.

### **Artículo 12°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la Remuneración de la Potencia Activa de Generación**

- 12.1** La facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa registrada mensualmente, por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia activa de generación, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.
- 12.2** Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente Norma y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación se efectuará considerando la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

### **Artículo 13°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la remuneración del uso de las redes de distribución**

- 13.1** La facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa a facturar por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia por uso de las redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria. El cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.
- 13.2** La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución será efectuada según la modalidad de Potencia Variable, donde la potencia activa a facturar se denomina potencia variable por uso de las redes de distribución y se procederá según lo definido en las condiciones de aplicación específicas.
- 13.3** La potencia variable por uso de las redes de distribución será determinada como el promedio de las 2 mayores demandas máximas del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán el mes o los meses disponibles.
- 13.4** La modalidad de facturación estará vigente hasta el término de la opción tarifaria del usuario.

- 13.5** A efectos de que se reconozca el derecho de capacidad a que está autorizado a consumir el usuario, la potencia variable por uso de redes de distribución, se tomará como equivalente de la potencia contratada del usuario.
- 13.6** Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución será efectuada según la modalidad de Potencia Contratada.
- a) En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia contratada y se facturará según el procedimiento definido en las condiciones específicas de aplicación.
  - b) Los usuarios deberán definir su potencia contratada, la cual tendrá vigencia hasta el término de la modalidad de facturación del usuario.
  - c) En el caso de cambio de la opción tarifaria de ser necesario, el usuario deberá adecuar su sistema de medición y cambiar la modalidad de facturación de potencia contratada a potencia variable, siempre y cuando cumpla con las condiciones mínimas requeridas para optar por esta modalidad.

#### **Artículo 14°.- Modificación de la potencia contratada durante el periodo de vigencia**

- 14.1** Los usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, podrán modificar la potencia contratada empleada para la facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución, por una sola vez durante el periodo de vigencia de la misma. El nuevo valor registrará hasta el término del periodo de vigencia de la potencia contratada original.
- 14.2** Los usuarios deberán notificar a la empresa distribuidora de electricidad, su decisión de modificar su o sus potencias contratadas.
- 14.3** En caso de una reducción y solo si se han desarrollado nuevas instalaciones o reforzado las existentes para dar el suministro a dicho usuario, éste se comprometerá al pago de un remanente por el uso del sistema de distribución. En dicho caso, la empresa de distribución eléctrica deberá sustentar la mencionada ampliación o reforzamiento con documentos probatorios.
- 14.4** El remanente mensual por el uso del sistema de distribución, corresponderá a la potencia que se reduce por el valor del cargo de potencia por el uso de redes de distribución en horas fuera de punta correspondiente a la parte de inversión.
- 14.5** La resolución que fija el Valor Agregado de Distribución, publicará el porcentaje por concepto de inversión que se aplicará al cargo por potencia por el uso de las redes de distribución en horas fuera de punta del correspondiente pliego tarifario aplicable al usuario.
- 14.6** El pago del remanente se realizará en forma mensual hasta el término del período de vigencia de la potencia contratada que se redujo.
- 14.7** La nueva potencia contratada reducida será empleada en la siguiente facturación al usuario.

### **Artículo 15°.- Derechos otorgados por la potencia contratada**

Los usuarios podrán utilizar la potencia contratada sin restricciones durante el período de vigencia de dicha potencia.

### **Artículo 16°.- Facturación de Energía Reactiva**

La facturación por energía reactiva se incluirá en las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

- a) Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual.

Sin cargo alguno.

- b) Consumo de energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual.

La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S/./kVAR.h), según se muestra en las siguientes relaciones:

Factura = kVAR.h en exceso x CER

CER = Cargo por energía reactiva, expresado en S/./kVAR.h

- c) Inyección de energía reactiva capacitiva

No está permitida la inyección de energía reactiva capacitiva a la red. En todo caso la empresa de distribución eléctrica deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplir con la corrección dentro de los plazos acordados entre las partes, la empresa de distribución eléctrica podrá facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

- d) Facturación de la energía reactiva

La facturación de energía reactiva deberá realizarse sobre la base de la medición mensual de la misma.

### **Artículo 17°.- Facturación en un Mes con Dos o Más Pliegos Tarifarios**

Cuando durante el período de facturación se presenten dos o más pliegos tarifarios, se deberá calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos. Para ello se determinará un pliego tarifario con todos los cargos de la opción tarifaria ponderados en función al número de días de vigencia de cada pliego tarifario.

### **Artículo 18°.- Historial de consumo del usuario**

- a) Para todas las opciones tarifarias, la empresa distribuidora incluirá dentro de la factura o recibo del usuario, el historial de consumo del mismo de los 12 últimos meses.
- b) Dentro de este historial se deberán incluir la evolución acontecida en los valores correspondientes a las magnitudes eléctricas, correspondientes a los parámetros de

energía y demanda máxima registrada, requeridas para la facturación según corresponda, de acuerdo a la opción tarifaria elegida por el usuario.

## CAPÍTULO QUINTO CÁLCULO DE LA POTENCIA CONTRATADA

### Artículo 19°.- Relación entre la Potencia Contratada y la Conectada

- 19.1** La potencia conectada del usuario, requerida por el mismo al momento de solicitar el suministro o de ser el caso cuando realiza un cambio de opción tarifaria, se deberá determinar de acuerdo a lo que se señala en los artículos 20° y 21° de la presente Norma.
- 19.2** Las potencias contratadas por el usuario a los efectos de la facturación de la potencia activa, no podrán ser mayores que la potencia conectada.

### Artículo 20°.- Potencia Conectada en usuarios de BT

**20.1** Para el caso de los usuarios en BT, la potencia conectada debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya y podrá ser estimada por medio de la medición de la demanda máxima de potencia activa a través de los instrumentos adecuados o en función del siguiente procedimiento:

- a) A la potencia instalada en el alumbrado, se sumará la potencia activa del resto de los motores, artefactos y demás equipos eléctricos conectados, según la tabla siguiente:

Número de Motores, Artefactos, etc. conectados	Potencia Activa Máxima estimada como % de la carga conectada
1	100%
2	90%
3	80%
4	70%
5 o más	60%

- b) Cada aparato de calefacción será considerado como un motor para efectos de aplicación en la tabla anterior.
- 20.2** Se entenderá como carga conectada de cada equipo (artefacto, motor, etc.) a la potencia activa nominal de estos (expresada en kW).
- 20.3** Los valores de la potencia activa conectada que resulten de aplicar la tabla anterior, deberán ser modificados si es necesario, a los efectos que la potencia estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes o que el 80% de la potencia sumada de los tres artefactos o motores más grandes.
- 20.4** Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente (ya sea por medición de la demanda máxima o estimada en función de la tabla anterior), para lo cual la distribuidora podrá

exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.

#### **Artículo 21°.- Potencia Conectada en usuarios de MT**

- 21.1** Para el caso de los usuarios en MT, la potencia conectada debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya y será estimada por medio de la medición de la demanda máxima a través de los instrumentos adecuados.
- 21.2** Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente, para lo cual la distribuidora podrá exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.
- 21.3** Los equipos limitadores de potencia podrán ser colocados en los circuitos de baja tensión del usuario.

### **CAPÍTULO SEXTO CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN**

#### **Artículo 22°.- Opciones Tarifarias MT2 y BT2**

- 22.1** Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas de punta o bien en horas fuera de punta.

#### **22.2 Facturación de la Energía Activa**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

#### **22.3 Facturación del cargo por potencia activa de generación**

En estas opciones tarifarias, la potencia activa de generación está dada por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta en el periodo de medición, expresada en kW. De esta manera la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, por el cargo mensual por potencia activa de generación en horas de punta.

#### **22.4 Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de la potencia, en la modalidad potencia variable, según si ésta es efectuada en horas de punta o bien en horas de fuera de punta, según se define a continuación:

#### 22.4.1 Facturación de Potencia en horas de Punta

La facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.

#### 22.4.2 Facturación por exceso de Potencia Activa

- a) Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.
- b) El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo. En caso contrario será igual a cero.

### Artículo 23°.- Opciones Tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4

**23.1** Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para las facturaciones de potencia según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de la punta.

#### 23.2 Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta de las opciones Tarifarias MT3 y BT3, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

#### 23.3 Calificación del Usuario

- a) La calificación del usuario será efectuada por la empresa distribuidora según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.
- b) El usuario será calificado como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0,500. En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.
- c) La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía en horas de punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas de punta.
- d) En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.
- e) En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular

anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

- f) Para aquellos usuarios que no cuenten con equipos de medición adecuados para efectuar la calificación, la distribuidora instalará a su costo los equipos de medición apropiados para efectuar los registros correspondientes por un periodo mínimo de 7 días calendarios consecutivos.
- g) La empresa distribuidora incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, el resultado de la calificación y la informará si esta se ha realizado en forma automática sobre la base de una medición permanente o por medio de la instalación de equipos de medición apropiados. En el primer caso, se incluirá el detalle de los consumos de energía en horas de punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la demanda media en horas de punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación. Para el segundo caso y solo en las oportunidades que se realice, la empresa distribuidora adicionalmente deberá consignar la fecha del último registro de 7 ó más días consecutivos, considerado para obtener la calificación.

#### **23.4 Vigencia de la Calificación del Usuario**

##### **23.4.1 Suministros con Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación**

La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas y se actualizará automáticamente según lo definido en el numeral 23.3.

##### **23.4.2 Suministros sin Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación**

- a) El usuario, de acuerdo con la empresa distribuidora, definirá el período de vigencia de la calificación, para lo cual debe considerar que dicho período no podrá ser menor a 3 meses, ni extenderse por un plazo mayor al de la vigencia de la opción tarifaria.
- b) En el caso de usuarios temporales de servicio eléctrico, el período de vigencia de la calificación del usuario será coincidente con el periodo de duración del contrato de suministro acordado entre la empresa y el usuario temporal, por lo que no existe la opción de cambiar la calificación.
- c) Con excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, antes de los 60 días calendario de cumplirse el periodo de vigencia de la calificación, la empresa distribuidora comunicará al usuario si desea que se le efectúe una nueva calificación, de no mediar respuesta en el término de quince (15) días calendario, la empresa distribuidora asumirá que el usuario desea mantener su calificación.
- d) La empresa distribuidora podrá efectuar las mediciones necesarias para evaluar y modificar, de ser pertinente la calificación.

### **23.5 Facturación del cargo por potencia activa de generación**

- a) Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación.
- b) La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima potencia activa registrada mensual.
- c) Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente Norma y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación se efectuará considerando la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución.
- d) En el caso de usuarios temporales del servicio eléctrico, cuando el periodo de facturación es menor de un mes, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación y por el cociente entre el número de días comprendido en el período de facturación dividido entre 30.

### **23.6 Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

- a) Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución.
- b) Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la potencia activa a facturar será igual a la potencia contratada.
- d) En el caso de usuarios temporales del servicio eléctrico, cuando el periodo de facturación es menor de un mes, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por uso de las redes de distribución y por el cociente entre el número de días comprendido en el período de facturación dividido entre 30.

## **Artículo 24°.- Opciones Tarifarias BT5A, BT5B, BT5C, BT5C-AP y BT5D**

### **24.1 Opción Tarifaria BT5A**

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora efectuará el control de las demandas máximas horarias, de la siguiente manera:

- b.1) Para usuarios que, no cuenten con el sistema de medición que permita discriminar la potencia de HP y HFP, a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición paralelo al existente de propiedad del usuario con capacidad de medir la demanda.
- b.2) Para usuarios que cuenten con el sistema de medición que permita discriminar la potencia de HP y HFP, se seguirá midiendo las demandas con el mismo equipo del usuario.
- b.3) En ambos casos, si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.
- c) Para la facturación del consumo de energía activa, a solicitud del usuario, y siempre y cuando éste asuma los costos de inversión correspondientes a una medición adicional, se podrán exceptuar los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.
- d) Para el caso en que el usuario no cuente con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, a los fines de la facturación del cargo por exceso de potencia, la empresa distribuidora estimará el exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW ( $kW_{EXCESO}$ ) a partir de los consumos de energía en horas de punta y fuera de punta en el período de facturación, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literales C.1.1) y C.1.2), de la presente norma. El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo.
- e) Para el caso en que el usuario si cuenta con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP o cuando la empresa distribuidora instale un equipo de control temporal según lo indicado en el literal b) que precede, a los fines de la facturación del cargo por exceso de potencia, la empresa distribuidora estimará:
- e.1) El exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW ( $kW_{EXCESO}$ ) a partir de los consumos de la potencia activa registradas en horas de punta y fuera de punta en el período de facturación, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literal C.2.1), de la presente norma;
- e.2) Para el caso de vulneración de las condiciones de aplicación de la opción tarifaria BT5A señalada en el literal b) que precede, la empresa distribuidora podrá aplicar de modo adicional y por única vez como una penalidad, el exceso de potencia para las horas de punta en kW ( $kW_{EXCESOHP}$ ) a partir del consumo de potencia HP registrado en el mes, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literal C.2.2), de la presente norma.
- e.3) El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo.

## 24.2 Opción Tarifaria BT5B

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda. Si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.

## 24.3 Opciones Tarifarias BT5C y BT5C-AP

- a) En los casos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades, éstas podrán elegir entre la opción tarifaria BT5C y cualquier otra opción tarifaria binomia señalada en la presente Norma.
- b) En materia de alumbrado público, las empresas distribuidoras sólo aplicarán la opción tarifaria BT5C-AP, dentro de los límites establecidos en el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) Para el caso del sistema de alumbrado público perteneciente a los SER, calificado como tal en aplicación de la LGER, la facturación del alumbrado público se podrá realizar en base al consumo teórico del mismo y el cargo de energía de la BT5C-AP. Dicho consumo teórico será determinado en función de la potencia instalada de la lámpara más la potencia de los accesorios de encendido, multiplicado por 360 horas/mes (horas de funcionamiento media mensual).

## 24.4 Opción Tarifaria BT5D

- a) De acuerdo al artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas, solo podrán optar por esta opción tarifaria, los usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente y que se encuentran alimentados directamente en bloque desde los bornes de salida de BT de los transformadores de distribución MT/BT y cuya medición se efectúa en forma colectiva desde este punto de conexión.
- b) Los usuarios provisionales conectados a una derivación de la red de baja tensión no podrán optar por esta opción tarifaria, considerándose en ese caso la opción tarifaria BT5B.
- c) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT5D se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B. La base para la aplicación del FOSE será el consumo promedio mensual por lote, que se determinará mediante la división del consumo mensual del suministro provisional entre el número de lotes.

#### 24.5 Opción Tarifaria BT5E

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria, aquellos usuarios del servicio eléctrico en Baja Tensión que reúnan las siguientes condiciones:
  - a.1) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por la medición centralizada, según lo establecido por la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM.
  - a.2) Que posean una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda. Si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a.2) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.
- c) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT5E se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

#### 24.6 Opción Tarifaria BT6

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una alta participación en las horas de punta o con demanda de potencia y consumo predecible, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y similares, no comprendiéndose el uso residencial. La demanda máxima mensual para acceder a esta opción tarifaria es de 20kW.
- b) La empresa distribuidora podrá solicitar al usuario que instale un limitador de potencia o un limitador de corriente equivalente con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el límite de la potencia contratada.

### CAPÍTULO SÉPTIMO CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DEL SERVICIO PREPAGO

#### Artículo 25°.- Opción Tarifaria BT7

- 25.1 Solo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en BT que reúnan las siguientes condiciones:
  - a) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
  - b) Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20kW.

- c) Que se encuentren dentro de los alcances establecidos por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique.
- 25.2** La empresa distribuidora deberá poner a disposición del usuario prepago, los equipos de medición regulados por el OSINERGMIN para este efecto. El usuario podrá elegir la tecnología de venta y el tipo de equipo de medición prepago que mejor le convenga.

**Artículo 26°.- Facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico**

- 26.1** El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), el monto mensual por mantenimiento y reposición, el importe por alumbrado público, el Fondo de Compensación Social Eléctrica y el aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural, serán aplicados de conformidad con lo previsto en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 031-2008-EM, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.
- 26.2** Luego de aplicar los conceptos indicados en el párrafo precedente, el monto de energía adquirido por el usuario prepago será facturado en función al saldo de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria BT7, según la siguiente fórmula:

$$EA = \frac{S_U}{CEA * (1 + \frac{IGV}{100})}$$

Donde:

- EA : Es la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada, en kW.h.  
CEA : es el cargo por energía activa , en S/. /kW.h  
S<sub>U</sub> : Es el saldo de dinero que el usuario dispone, expresado en Nuevos Soles  
IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %

**Artículo 27°.- Aplicación del FOSE a la Opción Tarifaria BT7**

A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

**Artículo 28°.- Facturación del Cargo Comercial del Servicio Prepago**

El cargo comercial del servicio prepago de electricidad se facturarán mensualmente y solo se cobrará en la primera compra del mes, con independencia de otros cargos tarifarios, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por el cargo comercial del servicio prepago de electricidad se acumularán y serán deducidos de la siguiente compra de energía.

**Artículo 29°.- Compensaciones por calidad de servicio**

- 29.1** El cálculo de las compensaciones derivadas de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y/o de los Artículos 131° o 168° del Reglamento de

la Ley de Concesiones Eléctricas, se realizará de acuerdo a lo establecido por Artículo 4° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique.

- 29.2** A los efectos del cálculo de los indicadores y compensaciones previstos en las normativas emitidas por el OSINERGMIN para el control de la calidad de servicio, en lo referente a las interrupciones, la empresa distribuidora considerará solo a aquellos usuarios de la opción tarifaria prepago que en el período hayan adquirido montos de energía antes de acontecida la interrupción.

## **CAPÍTULO OCTAVO CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DE SUMINISTROS RURALES CON CELDAS FOTOVOLTAICAS**

### **Artículo 30°.- Opción Tarifaria BT8**

- 30.1.-** Solo podrán optar por la opción tarifaria BT8, aquellos usuarios del servicio eléctrico que se encuentren ubicados en los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) establecidos según la LGER y alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.
- 30.2.-** El suministro eléctrico podrá efectuarse en 12 Volts de corriente continua (CC) o en 220 Volts de corriente alterna (CA).

### **Artículo 31°.- Medición y Facturación en la opción tarifaria BT8**

- a) En esta opción tarifaria no se efectuará una medición del consumo en el punto del suministro, ya que el usuario contratará rangos de consumo establecidos en kWh por mes.
- b) La facturación se efectuará mediante un cargo mensual de energía equivalente, correspondiente a la ubicación de zonas, al rango de consumo y tipo de suministro. La empresa distribuidora podrá efectuar la facturación en forma mensual, semestral o anual; pero, realizará el reparto de los recibos o facturas, de modo mensual. Asimismo, para todos los casos indicados, la cobranza será mensual.
- c) Los rangos de consumo y valores de los cargos mensuales tanto para los tipos de suministros en CC y CA serán definidos por el OSINERGMIN.

### **Artículo 32°.- Cambio del rango o tipo de consumo**

- a) Una vez seleccionado el rango de consumo (en kWh por mes) y el tipo de consumo (Corriente Continua CC o Corriente Alterna CA), el mismo no podrá ser modificado hasta un año después de su contratación.
- b) En caso de cambio del rango de consumo y/o del tipo de consumo, el usuario deberá afrontar los costos de requeridos para la adecuación de sus instalaciones al nuevo rango y/o tipo de consumo, en los montos que establezca el OSINERGMIN.

### **Artículo 33°.- Aplicación del FOSE**

- a) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT8 tendrá un tratamiento similar a la opción tarifaria BT5B.

- b) Para los usuarios de la opción tarifaria BT8, las empresas concesionarias estimarán el consumo promedio equivalente de energía mediante muestreo de mediciones en la forma que establezca el OSINERGMIN.

## DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

### Primera.- Cargos de reposición y mantenimiento para cambios de opción tarifaria

En los casos de cambios de opción tarifaria, a fin de realizar el mantenimiento y reposición de los componentes antiguos de la conexión eléctrica que no han sido cambiados, el saldo o de ser el caso el importe total acumulado del cargo de reposición y mantenimiento pagados por el usuario mensualmente hasta la fecha del cambio de la opción tarifaria; de modo automático formarán parte del fondo de reposición y mantenimiento de la nueva opción tarifaria.

### Segunda.- Remisión de información sobre clientes libres

Precítese que, tratándose de la remisión de información comercial vinculado a los consumos de energía y potencia en HP y HFP de los clientes libres, las empresas de electricidad, sean estas generadoras, distribuidoras o los propios clientes libres, deberán remitir dicha información al OSINERGMIN adecuándola a los periodos horarios de HP y HFP, según la definición establecida en el numeral 4.9 de la presente Norma.

### Tercera.- Reclamos relacionados con la aplicación de la presente norma

Cualquier reclamo relacionado con la aplicación de la presente norma deberá ser efectuada de acuerdo con la directiva de reclamos que se encuentre vigente.

### Cuarta.- Usuarios existentes con modalidad excepcional de opción tarifaria BT5B

Aquellos usuarios que, hasta antes de la entrada en vigencia de la presente norma, hayan optado por la opción tarifaria BT5B y cuentan con una conexión eléctrica que les permite ser alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y mayor a 50 kW en horas fuera de punta, continuarán con la opción tarifaria BT5B, hasta la terminación de la vigencia de dicha opción tarifaria.

Una vez finalizada la vigencia de la mencionada opción tarifaria, adecuará su demanda máxima hasta 50 kW en horas fuera de punta o solicitará el cambio de opción tarifaria.

### Quinta.- Entrada en vigencia

La presente Norma entrará en vigencia el primero de noviembre de 2009.

## DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

### Única.- Derogación

Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2009, la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, sus modificatorias y demás disposiciones que se opongan a la presente Norma.